

FOCUS

ENERGIA: LE SFIDE FUTURE PER L'ITALIA

Stagnaro (IBL), serve un contesto normativo stabile con procedure semplificate per rinnovabili e più investimenti nei rigassificatori



■ Investire di più nei rigassificatori “per aumentare l’offerta di gas, realizzare un contesto normativo più stabile con una forte semplificazione delle procedure per le fonti rinnovabili e compiere una scelta razionale sul nucleare superando l’anomalia che vede il nostro paese “l’unico dell’area Ocse a non avere una produzione domestica”. E’ quanto afferma il direttore ricerche e studi dell’Istituto Bruno Leoni, Carlo Stagnaro, che

ritiene importante diversificare il mix di approvvigionamento energetico dopo che nei giorni scorsi l’Agenzia Internazionale dell’Energia ha promosso l’Italia per i progressi compiuti rispetto all’ultimo controllo effettuato nel 2003. A partire da questo quadro, dunque, Stagnaro sottolinea le sfide future dell’Italia in

campo energetico. “Ci sono sicuramente almeno tre aspetti importanti”. Il primo riguarda “l’investimento nei punti di approvvigionamento del gas e quindi in particolare nei rigassificatori. Abbiamo una molteplicità di progetti ed è di importanza strategica il fatto che almeno alcuni possano realizzarsi perché consentirebbero di aumentare l’offerta di gas nel paese, necessaria nel medio-lungo periodo quando avremo una domanda più alta. Inoltre, consentirebbero di diversificare in due modi. Primo avendo una quota di approvvigionamento nazionale che arriva via mare anziché via tubo. Secondo importando da paesi che oggi non sono nostri fornitori e l’unico rigassificatore nuovo, quello di Rovigo importa gas dal Qatar. Altri progetti guardano all’Egitto piuttosto che alla Nigeria. Questo evidentemente è un elemento di diversificazione importante per il gas”.

Poi c’è la questione delle fonti rinnovabili “su cui dobbiamo investire in virtù degli obblighi europei e qui mi pare che la sfida più importante stia nella semplificazione normativa. Oggi il costo e il tempo che le imprese devono sostenere per arrivare ad autorizzare torri eoliche o campi fotovoltaici, sono sproporzionati rispetto a quello che accade in altri paesi europei. E questo rallenta gli investimenti, li rende più onerosi e rende più oneroso anche il loro finanziamento sulla bolletta delle imprese e dei cittadini”. Stagnaro si sofferma poi sul nucleare. “L’Italia

► a pagina 19

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/APRILE 2010

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

■ FOCUS

Energia: le sfide future per l’Italia
 pagina 19

■ APPROFONDIMENTI

Il 2020, la pianificazione nazionale e le Regioni
 pagina 20

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 24

■ APPUNTAMENTI

pagina 28

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) torna a segnare un aumento su base annua, invertendo una tendenza ribassista che si protraeva da oltre un anno. L'aumento si è verificato nelle sole ore di bassa domanda (ore fuori picco) in cui il PUN ha realizzato una crescita tendenziale del 22,5%.

Nelle ore di picco, per contro, il PUN ha proseguito la sua discesa allungando la serie di variazioni negative in atto da novembre 2008. Pertanto il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload, ad aprile, è sceso al minimo storico

(1,12). Tali dinamiche dei prezzi si inquadrano in un contesto di alta offerta di energia elettrica, in particolare dagli impianti di produzione nazionali, e di una lenta ma costante ripresa sia degli acquisti nazionali (+3,6%), particolarmente evidente nelle aree settentrionali del Paese che più avevano sofferto la lunga crisi economica, sia delle vendite da impianti di produzione dislocati sul territorio nazionale (+5,9%), corroborate dalla flessione dell'energia importata dall'estero (-8,1%).

Significativo, in questi primi mesi del nuovo anno, il contributo fornito alla ripresa degli scambi di energia nel *Sistema Italia* dalle contrattazioni over the counter.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) ad aprile, dopo quindici ribassi consecutivi, ha registrato un incremento su base annua di 2,95 €/MWh (+5,1%), portandosi a 61,31 €/MWh. L'aumento ha interessato le sole ore fuori picco, in cui il prezzo è cresciuto di 10,55 €/MWh (+22,5%), portandosi a 57,40 €/MWh; al contrario, ha segnato una flessione di 11,15 €/MWh (-14,0%) nelle ore di picco, in cui si è attestato a 68,58 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e quello baseload, pari a 1,12, ha segnato per il terzo mese consecutivo il minimo

storico. I prezzi di vendita hanno registrato un incremento su base annua in tutte le zone (in evidenza il Centro Sud con un +10,2%), ad eccezione della Sicilia, il cui prezzo si è attestato sui livelli del 2009 (+0,2%). La zona Sud, con 56,99 €/MWh, si è confermata, per l'ottavo mese consecutivo, quella dal prezzo più basso; prezzi compresi tra 59-64 €/MWh nelle altre tre zone del continente, mentre in Sardegna il prezzo è salito a 71,65 €/MWh. Infine la Sicilia, con 78,34 €/MWh, ha ancora segnato il prezzo di vendita più alto (Grafico 2).

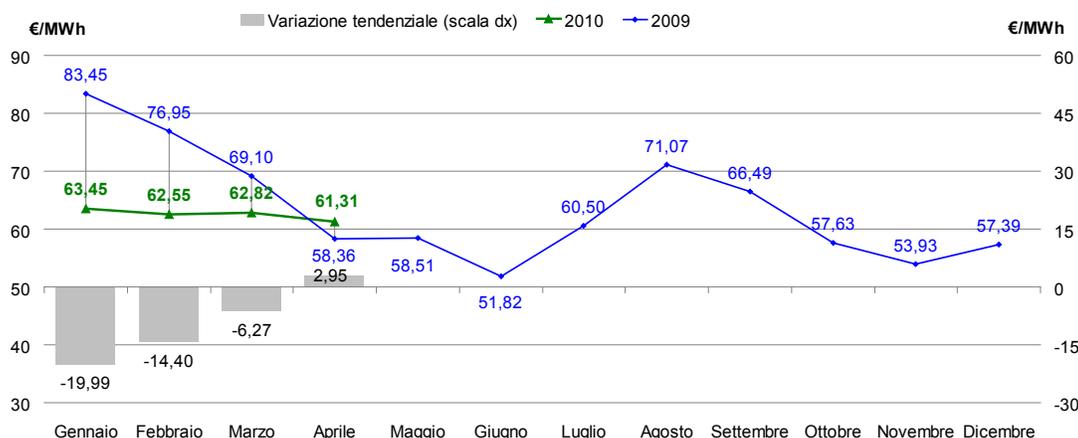
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	61,31	58,36	2,95	5,1%	22.051	-3,8%	34.947	3,4%	63,1%	67,8%
<i>Picco</i>	68,58	79,73	-11,15	-14,0%	25.608	-7,5%	42.152	1,9%	60,8%	66,9%
<i>Fuori picco</i>	57,40	46,85	10,55	22,5%	20.135	-1,1%	31.068	4,5%	64,8%	68,5%
<i>Minimo orario</i>	22,82	11,70			12.246		22.221		50,6%	62,1%
<i>Massimo orario</i>	117,54	158,45			30.335		45.495		72,4%	75,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

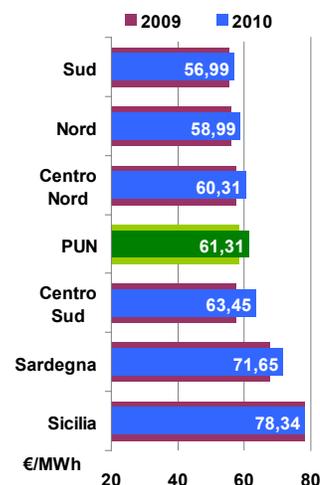
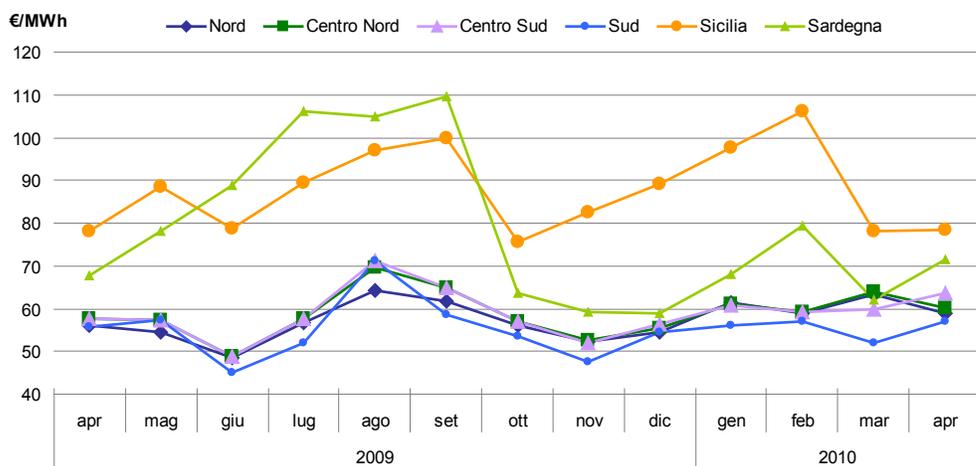
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,2 milioni di MWh, hanno segnato un aumento del 3,4%, sostenuti dalla vigorosa crescita dei contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 9,3 milioni di MWh (+18,5%). In calo invece gli

scambi nella borsa elettrica, pari a 15,9 milioni di MWh (-3,8%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 4,7 punti percentuali su base annua attestandosi al 63,1% (Grafico 3).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.876.653	-3,8%	63,1%
Operatori	9.386.348	-2,1%	37,3%
GSE	3.827.459	+5,5%	15,2%
Zone estere	2.661.855	-3,7%	10,6%
Saldo programmi PCE	990	-99,8%	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.285.367	+18,5%	36,9%
Zone estere	1.409.811	-15,5%	5,6%
Zone nazionali	7.876.546	+17,7%	31,3%
Saldo programmi PCE	-990		0,0%
VOLUMI VENDUTI	25.162.019	+3,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.002.895	-0,5%	
OFFERTA TOTALE	40.164.914	+1,9%	

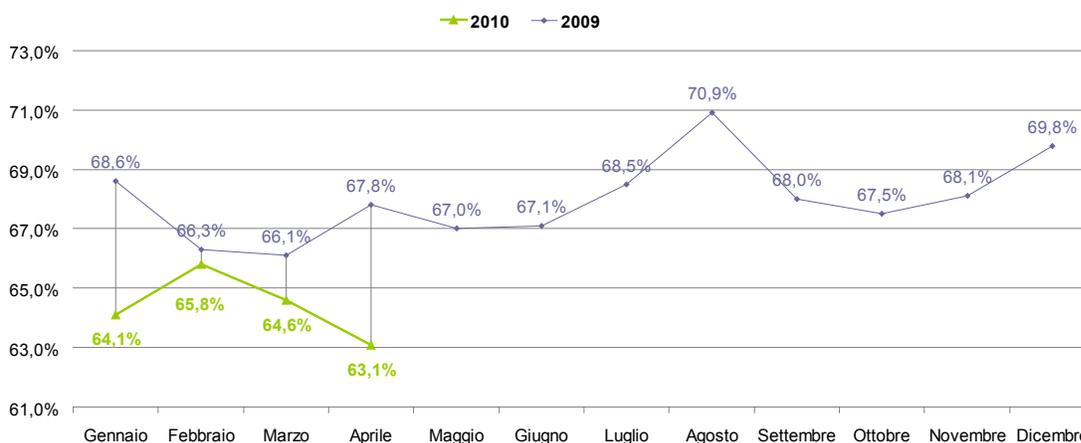
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.876.653	-3,8%	63,1%
Acquirente Unico	4.107.106	-26,8%	16,3%
Altri operatori	10.489.461	+1,4%	41,7%
Pompaggi	274.136	-22,4%	1,1%
Zone estere	109.941	-34,4%	0,4%
Saldo programmi PCE	896.008	+2957,1%	
PCE (incluso MTE)	9.285.367	+18,5%	36,9%
Zone estere	36.020	+0,1%	0,1%
Zone nazionali AU	3.093.432	+58,1%	12,3%
Zone nazionali altri operatori	7.051.922	+20,1%	28,0%
Saldo programmi PCE	-896.008	+2957,1%	
VOLUMI ACQUISTATI	25.162.019	+3,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.858.804	+10,0%	
DOMANDA TOTALE	27.020.824	+3,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,0 milioni di MWh, hanno registrato un aumento del 3,6% su base annua; gli acquisti sono cresciuti al Nord (+5,8%), Centro Nord (+5,7%) e Sud (+2,1%), sono rimasti pressoché stabili al Centro Sud (+0,2%) e in Sicilia (-0,6%), mentre sono calati in Sardegna (-7,0%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 146 mila MWh, hanno invece segnato una flessione del 28,3% (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali, pari a 21,1 milioni di MWh, sono aumentate del 5,9% rispetto ad aprile 2009. A livello zonale vendite in crescita al Nord (+7,8%), al Centro Nord (+12,0%) e nel Centro Sud (+12,2%), stabili al Sud (-0,4%), in calo in Sardegna (-4,5%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,1 milioni di MWh, hanno ancora segnato una flessione (-8,1%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia

di produzione rivela il netto incremento tendenziale delle vendite da impianti a ciclo combinato (+46,8%), diffuso in tutte le zone, ad eccezione del Centro Sud (-22,3%) e della Sardegna (-20,0%); in crescita anche le vendite da impianti idroelettrici a pompaggio (+9,8%) e quelle da impianti geotermici (+2,5%). In flessione, invece, le vendite da impianti a carbone (-8,1% a livello nazionale, ma in forte aumento nel Centro Sud, +439,5%), da impianti eolici (-18,1%), da quelli idroelettrici ad apporto naturale (-20,7%) e da altri impianti termici (-31,0%). La quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è pertanto salita al 54,7% (+15,3 punti percentuali rispetto ad un anno fa), a discapito di quella da impianti a carbone, pari a 8,3% (-1,3 p.p.), da altri impianti termoelettrici, pari a 15,6% (-8,3 p.p.), e da quelli idroelettrici ad apporto naturale, pari a 14,9% (-5,1 p.p.); pressoché invariata la quota da altri impianti (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.512.733	24.323	-0,1%	10.925.591	15.174	+7,8%	13.905.749	19.314	+5,8%
Centro Nord	3.186.015	4.425	-3,8%	1.824.301	2.534	+12,0%	2.802.016	3.892	+5,7%
Centro Sud	5.311.770	7.377	+20,4%	1.972.731	2.740	+12,2%	3.948.532	5.484	+0,2%
Sud	5.644.381	7.839	+0,6%	3.952.532	5.490	-0,4%	1.930.941	2.682	+2,1%
Sicilia	2.735.160	3.799	+9,5%	1.513.414	2.102	+2,8%	1.548.011	2.150	-0,6%
Sardegna	1.386.410	1.926	-2,6%	901.785	1.252	-4,5%	880.810	1.223	-7,0%
Totale nazionale	35.776.469	49.690	+2,8%	21.090.354	29.292	+5,9%	25.016.059	34.745	+3,6%
MzEstero	4.388.445	6.095	-5,0%	4.071.666	5.655	-8,1%	145.961	203	-28,3%
Sistema Italia	40.164.914	55.785	+1,9%	25.162.019	34.947	+3,4%	25.162.019	34.947	+3,4%

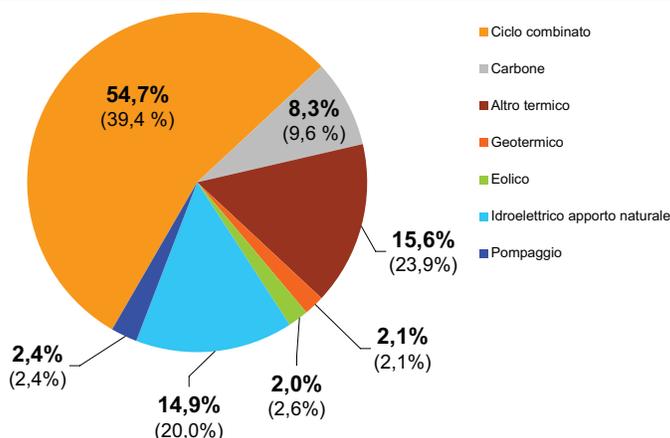
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	11.662	+20,5%	2.156	+17,0%	1.968	+29,6%	4.847	+1,7%	1.864	+2,2%	1.116	-1,1%	23.613	+13,8%
Ciclo combinato	8.730	+68,0%	1.345	+38,3%	976	-22,3%	2.897	+85,7%	1.660	+16,9%	401	-20,0%	16.009	+46,8%
Carbone	1.213	-22,6%	15	-87,9%	540	+439,5%	0	-100,0%	-	-	669,51	+9,2%	2.437	-8,1%
Geotermico	0	-	600	+3,1%	-	-	2	-66,9%	0	-	0	-	602	+2,5%
Altro termico	1.719	-41,0%	196	+18,2%	452	+178,1%	1.949	-34,0%	204	-49,6%	45	+245,1%	4.564	-31,0%
Idroelettrico	3.510	-20,1%	374	-10,6%	661	-14,9%	415	-0,8%	62	-8,4%	70	-30,2%	5.092	-17,5%
Apporto naturale	3.020	-24,6%	349	-12,3%	525	-12,7%	415	-0,8%	28	+30,1%	39	-50,7%	4.377	-20,7%
Pompaggio	490	+25,8%	25	+24,1%	135	-22,5%	0	-	34	-26,5%	31	+49,9%	715	+9,8%
Eolico	3	-42,7%	4	-142,7%	111	-24,1%	227	-31,1%	176	+15,5%	67	-19,6%	588	-18,1%
Totale Impianti	15.174	+7,8%	2.534	+12,0%	2.740	+12,2%	5.490	-0,4%	2.102	+2,8%	1.252	-4,5%	29.292	+5,9%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) ad aprile sono stati negoziati 83 contratti (4 baseload e 79 peakload), pari a complessivi 35 mila MWh, che hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 353 MW per un totale di 263 mila MWh. I prezzi

di controllo dei prodotti baseload sono tutti aumentati rispetto al mese precedente; pressoché stabili, invece, quelli dei prodotti peakload, ad eccezione di *Maggio 2010* in flessione del 2,8% (Tabella 6).

Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili ad Aprile

Fonte: GME

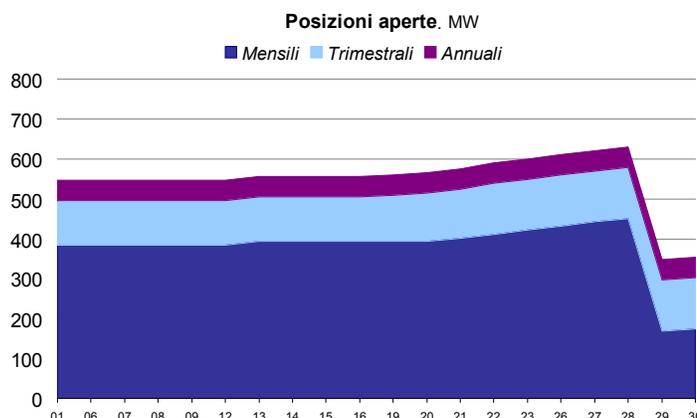
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAKLOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
<i>Maggio 2010</i>	63,00	5,0%	-	-	-	70,10	-2,8%	19	67	-
<i>Giugno 2010</i>	66,30	3,1%	-	-	16	76,25	0,3%	-	-	148
<i>Luglio 2010</i>	72,00	2,9%	-	-	5	89,50	0,0%	-	-	-
<i>Agosto 2010</i>	68,98	-	-	-	5	89,67	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2010</i>	70,00	4,5%	1	2	81	87,30	0,9%	2	6	6
<i>IV Trimestre 2010</i>	69,95	5,2%	1	2	34	86,95	-0,6%	2	6	6
<i>I Trimestre 2011</i>	72,50	5,4%	-	-	1	90,99	0,0%	-	-	-
<i>II Trimestre 2011</i>	68,00	3,8%	-	-	-	85,15	0,0%	-	-	-
<i>Anno 2011</i>	72,80	6,9%	-	-	51	88,99	0,0%	-	-	-
Totale			2	4	193			23	79	160

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

(continua)

Grafico 5: MTE, prezzi di controllo dei prodotti negoziabili ad aprile ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad aprile 2010, sono state 18,2 milioni di MWh, con un aumento del 25,4% rispetto allo stesso mese del 2009. A trainare la crescita i contratti standard Baseload (+78,5%) e Peak (+68,8%). Le

transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 12,1 milioni di MWh (+14,9%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 9,3 milioni di MWh (+11,1%), che nei conti in prelievo, pari a 10,2 milioni di MWh (+29,5%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad Aprile 2010 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	5.865.485	+78,5%	32,3%	Richiesti	9.394.002	+10,7%	100,0%	10.182.915	+29,5%	100,0%
<i>Off Peak</i>	590.364	-20,0%	3,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.652.788	+628,6%	17,6%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.294.872	+68,8%	7,1%	Registrati	9.286.357	+11,1%	98,9%	10.181.374	+29,5%	100,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.575.030	+1332,3%	16,8%	-	-	-
Totale Standard	7.750.721	+61,8%	42,7%							
Totale Non standard	10.326.525	+6,5%	56,9%	Rifiutati	107.645	-14,1%	1,1%	1.541	+6402,9%	0,0%
PCE bilaterali	18.077.246	24,8%	99,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	77.758	-33,5%	0,8%	-	-	-
MTE	85.992	100%	0,5%	Saldo programmi	990	-99,8%		896.008	+2957,1%	
TOTALE PCE	18.163.238	+25,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.124.245	+14,9%	66,8%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di aprile conferma la spinta al rialzo dei consumi gas, con un aumento tendenziale del +22%, indotto princi-

palmente dal comparto industriale e da quello termoelettrico. Ancora in calo congiunturale i prezzi registrati sul PSV, che tuttavia evidenziano per il secondo mese di seguito forti rialzi tendenziali.

Le dinamiche di crescita dei consumi di gas osservate negli ultimi sei mesi consolidano e rafforzano la spinta al rialzo anche per il mese di aprile, che registra un ulteriore incremento tendenziale, con un livello di consumi pari a 5.811 MCM (+22%). Il comparto industriale prosegue la sua corsa mostrando ancora forti segnali di ripresa, con consumi pari a 1.244 MCM (+37%), che sfiorano il livello registrato nel mese di aprile di due anni fa. Notevole anche l'apporto dei consumi domestici, che si attestano a 2.218 MCM (+18%), in aumento rispetto allo stesso mese dello scorso anno per via di condizioni climatiche manifestamente più rigide.

Decisivo inoltre il contributo del settore termoelettrico, con consumi pari a 2.222 MCM (+27%), confermando tuttavia un liv-

ello ancora sensibilmente inferiore rispetto a quanto registrato nel 2008. Tale incremento è trainato dall'aumento tendenziale di produzione nazionale di energia da ciclo combinato (+47%) che torna sui valori "pre-crisi" del mese di aprile 2008, indotto da un contesto di ripresa dei consumi elettrici (+6%) e da un generalizzato calo di vendite da fonti più economiche quali l'import (-8%), impianti a fonte rinnovabile (-16%), impianti a carbone (-8%).

La diversa intensità degli aumenti registrati sulla domanda elettrica (+6%) e sulla domanda gas – sia complessiva (22%) che del solo comparto industriale (+37%) – indica un differente stadio nella ripresa dei comparti industriali power intensive rispetto a quelli gas intensive.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasporto

Fonte: dati SRG

Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	5.811	+22%
Impianti di Distribuzione	2.218	+18%
Consumi Termoelettrici	2.222	+27%
Consumi Industriali	1.244	+37%
Rete terzi e consumi di sistema	127	-45%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	5.973	+14%
Produzione Nazionale	688	+0%
Sistemi di stoccaggio	-849	-27%

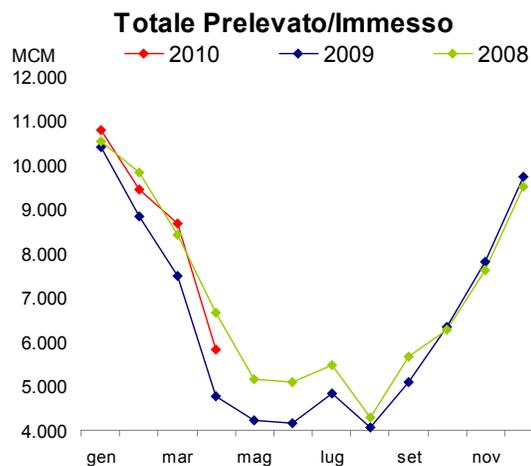
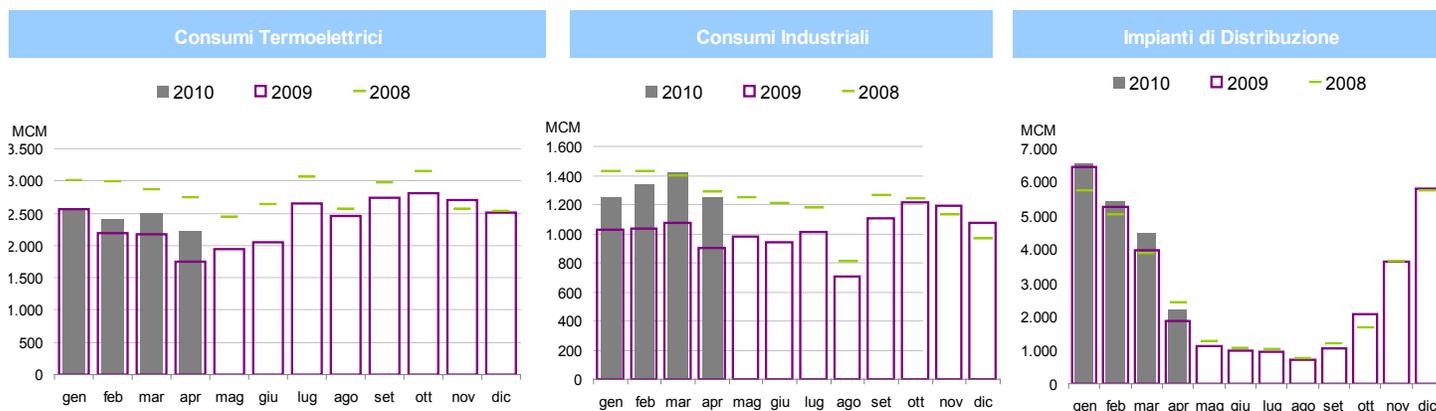


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



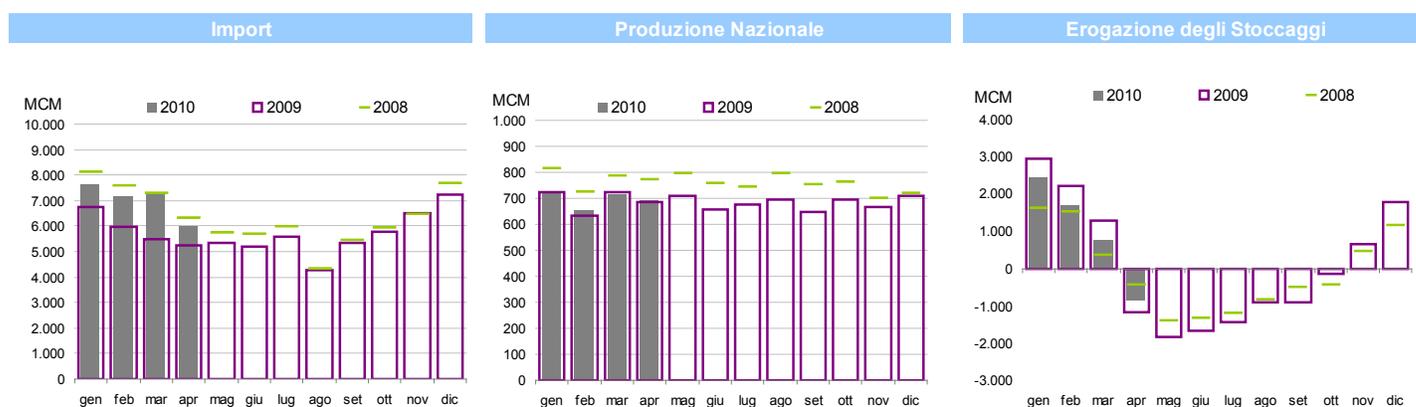
(continua)

L'aumento dei consumi è stato soddisfatto interamente dall'incremento dell'import, che ad aprile si è attestato a 5.973 MCM (+14%), registrando un tasso di utilizzo delle interconnessioni pari al 64% (+6 p.p.) e confermando un livello solo leggermente inferiore a quanto osservato nel 2008. In tale contesto, l'apporto della produzione nazionale risulta sostanzialmente in linea con quanto osservato lo scorso anno e pari a 688 MCM. Per quanto riguarda, infine, il sistema di stoccaggio, si è registrato, come di consueto si osserva nel peri-

odo primaverile, il passaggio dalla fase di erogazione legato agli alti consumi autunnali/invernali a quello di iniezione per il ripristino del livello di riempimento dei siti. In tal senso, rispetto allo scorso anno si registra una iniezione netta in calo e pari a 849 MCM (-24%), che va ad innalzare la quantità di gas stoccato ad un livello di 2.109 MCM (+14%) – corrispondente al 24% dello spazio conferito (-1 p.p.) – in linea con il livello di riempimento dei siti registrato nel 2009 ma ancora sensibilmente inferiore a quanto osservato due anni fa.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

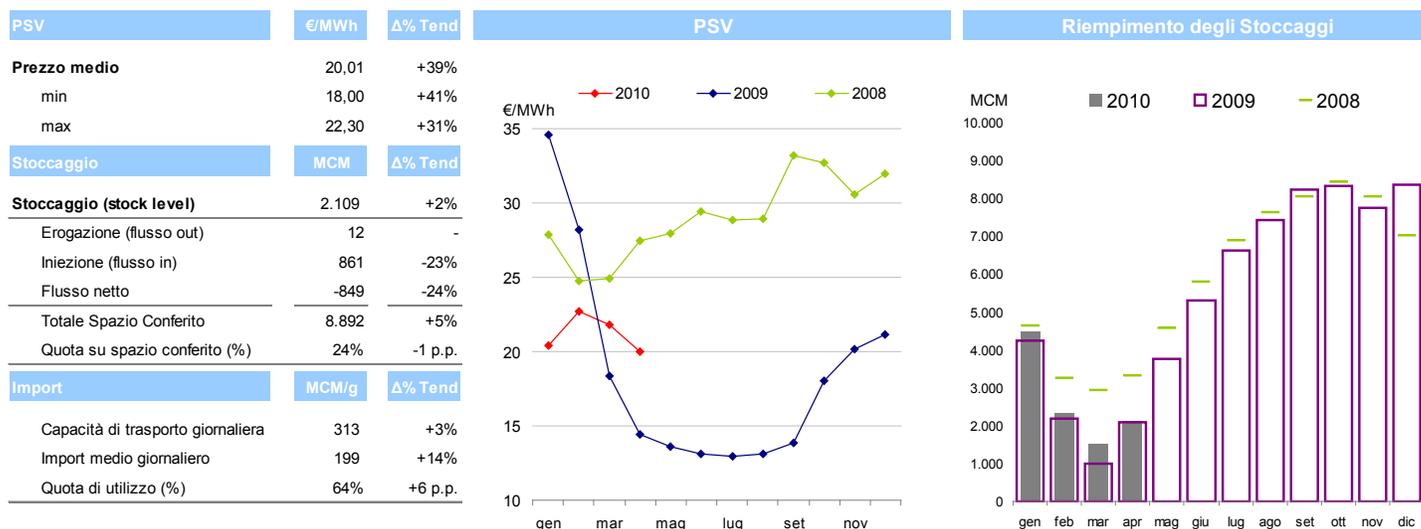


Il prezzo dei contratti scambiati sul Punto di Scambio Virtuale mostra infine un secondo ribasso congiunturale, attestandosi a 20,01 €/MWh, registrando tuttavia per il secondo mese consec-

tivo forti rialzi tendenziali (+39%), sostanzialmente legati ai livelli sensibilmente bassi di prezzo osservati lo scorso anno.

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

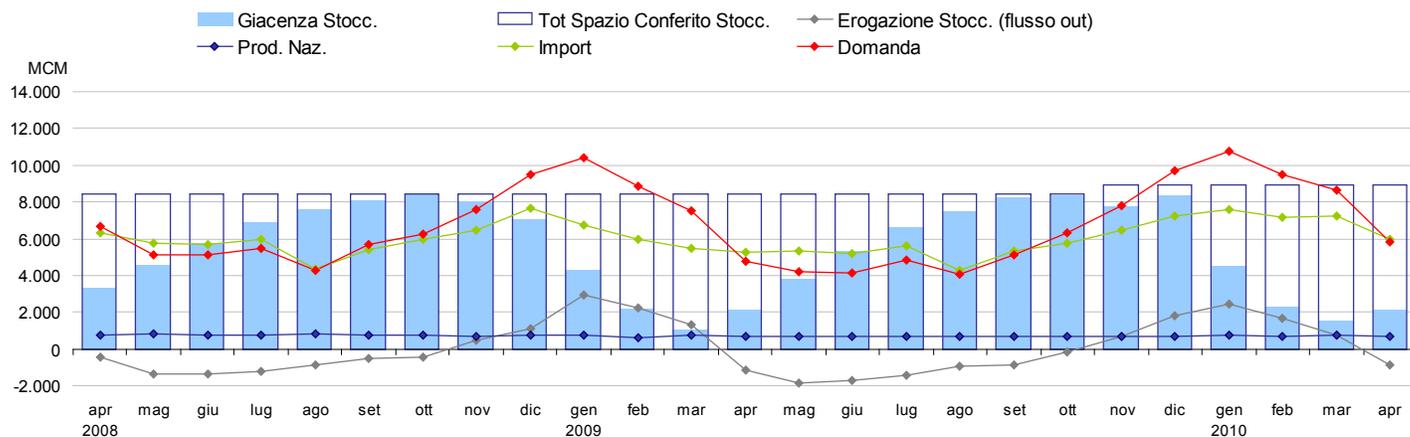
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di aprile registra una decisa propensione al rialzo delle quotazioni di tutti i combustibili. Il greggio ed i prodotti petroliferi consolidano la crescita avviata nel precedente mese di marzo, toccando il loro massimo da fine 2008, mentre il carbone e il gas - quest'ultimo con l'unica eccezione del riferimento italiano - invertono la moderata tendenza ribassista sperimentata in questo inizio di 2010, mostrando il primo aumento congiunturale dell'anno. Sui mercati valutari la

profonda crisi in atto nelle economie di alcuni paesi aderenti all'UEM favorisce la progressiva perdita di potere dell'euro nei confronti del dollaro, determinando un ulteriore inasprimento degli aumenti congiunturali delle commodities nella loro conversione in moneta europea. Le spinte provenienti dai mercati dei combustibili non sembrano tuttavia avere impatti sulle quotazioni delle principali borse elettriche europee, in lieve calo o sostanzialmente in linea con i valori osservati nel corso di quest'anno per effetto della stagionalità dei consumi.

Nel mese di aprile i mercati valutari confermano la fase di debolezza strutturale dell'euro, alimentata dalla forte crisi economica in atto in alcuni paesi appartenenti all'area della moneta unica europea.

Il tasso di cambio scende a 1,34 \$/€, livello minimo degli ultimi dodici mesi, consolidando il trend decrescente avviato a dicembre e destinato a non riprendersi a breve secondo le indicazioni fornite dalle stime a termine. A fronte del quinto ribasso consecutivo, il tasso si mantiene comunque superiore ai livelli dell'aprile scorso (+1,7%), quando l'euro si trovava solo all'inizio della serie positiva che avrebbe raggiunto il suo culmine nel mese di novembre.

Sui mercati internazionali del greggio i segnali rialzisti emer-

si nel precedente mese di marzo risultano corroborati dalla nuova ondata di aumenti che spinge le quotazioni al massimo valore da ottobre 2008, interrompendo definitivamente la tendenza a muoversi lungo percorsi paralleli seguita dal tasso di cambio e dal petrolio nel corso del 2009.

In particolare il Brent torna ad infrangere dopo un anno e mezzo la soglia degli 80 \$/bbl, attestandosi a 84,9 \$/bbl, in crescita del 7,6% su base congiunturale e del 68,6% su base annua. L'aumento, decisamente al di sopra delle previsioni assolutamente conservative riportate dai futures di marzo, spinge al rialzo le stime del petrolio quotato a Londra per il trimestre maggio-luglio, favorendone un progressivo riallineamento alle quotazioni mediorientale e statunitense.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Apr 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 10	Giu 10	Lug 10	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,34	-1,1%	+1,7%	1,35	1,32 ▼	1,32 ▼	1,32 -	1,33 ▼
Brent	\$/bbl	84,9	+7,6%	+68,6%	79,9	86,2 ▲	87,0 ▲	87,7 -	92,0 ▲
FOB	€/bbl	63,2	+8,8%	+65,8%	59,2	65,2 ▲	65,9 ▲	66,4 -	69,4 ▲
Fuel Oil	\$/MT	490,9	+4,7%	+75,1%	478,5	497,0 ▲	504,3 ▲	510,3 -	541,8 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	365,7	+5,9%	+72,2%	354,2	376,1 ▲	381,5 ▲	386,1 -	408,8 ▲
Gasoil	\$/MT	710,4	+7,6%	+63,7%	663,0	721,0 ▲	725,9 ▲	731,3 -	778,4 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	529,1	+8,8%	+61,0%	490,7	545,5 ▲	549,3 ▲	553,3 -	587,4 ▲
Coal	\$/MT	79,8	+8,3%	+20,4%	72,4	88,5 ▲	88,5 ▲	88,0 -	103,0 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	59,4	+9,5%	+18,3%	53,6	67,0 ▲	67,0 ▲	66,6 -	77,7 ▲

Relativamente ai prodotti petroliferi, dinamiche del tutto analoghe si osservano sul prezzo del gasolio ARA, salito a 710 \$/MT (+7,6% rispetto al mese scorso) e in crescita ulteriore secondo le aspettative di medio termine; meno rilevante, invece, appare l'impatto delle variazioni del Brent sulla quotazione europea dell'olio combustibile, in ulteriore ripresa a 491 \$/

MT (+4,7% congiunturale), ma comunque su livelli prossimi a quelli riscontrati negli ultimi sei mesi. In termini tendenziali i tassi di incremento dei due derivati, sostanzialmente immutati nella conversione in euro, si confermano elevati e compresi tra il 63% e il 75%.

Di rilievo gli incrementi registrati sul carbone, il cui riferimento

(continua)

europeo sale a 79,8 \$/MT, risultando superiore sia alla quotazione di marzo (+8,3%), sia al valore di un anno fa (+20,4%). La significativa ripresa del prezzo determina un'inversione dal

trend decrescente iniziato a febbraio, determinando, in chiave prospettica, un anticipo della fase rialzista prevista dagli operatori solo per la seconda parte dell'anno.

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

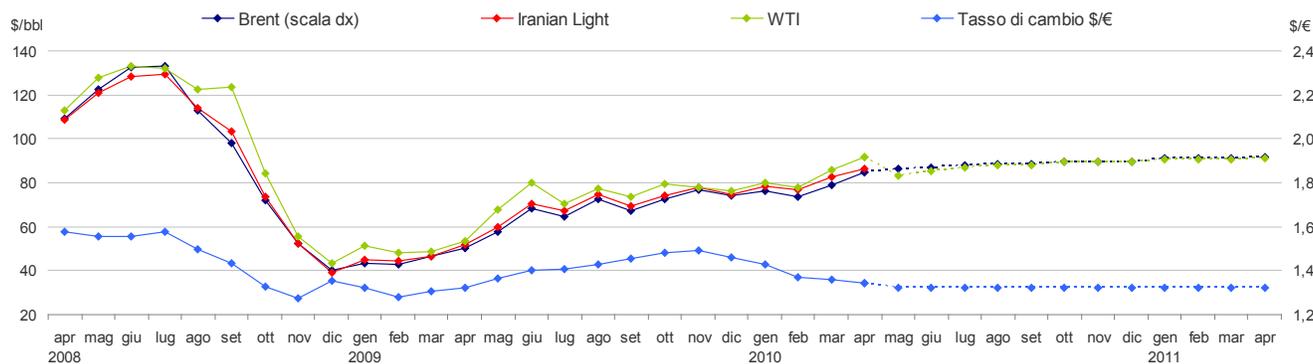


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

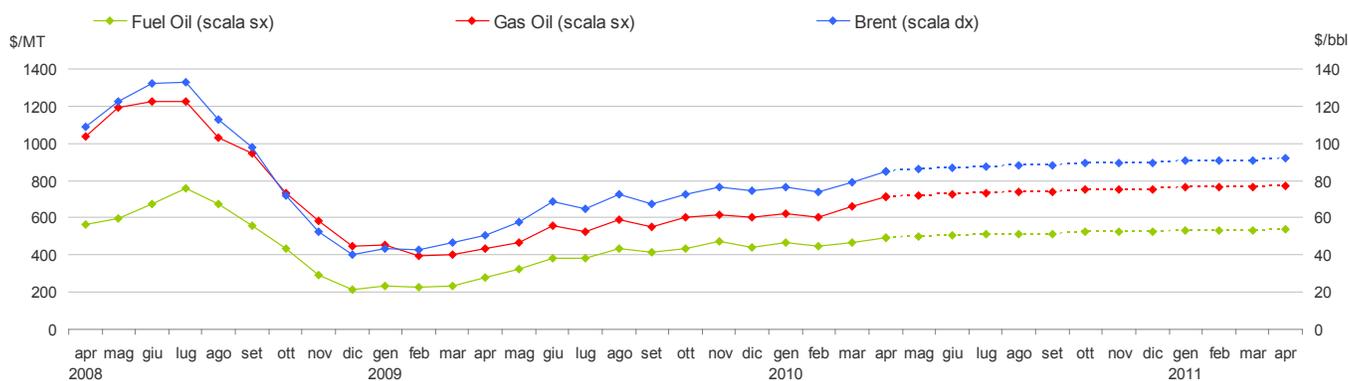
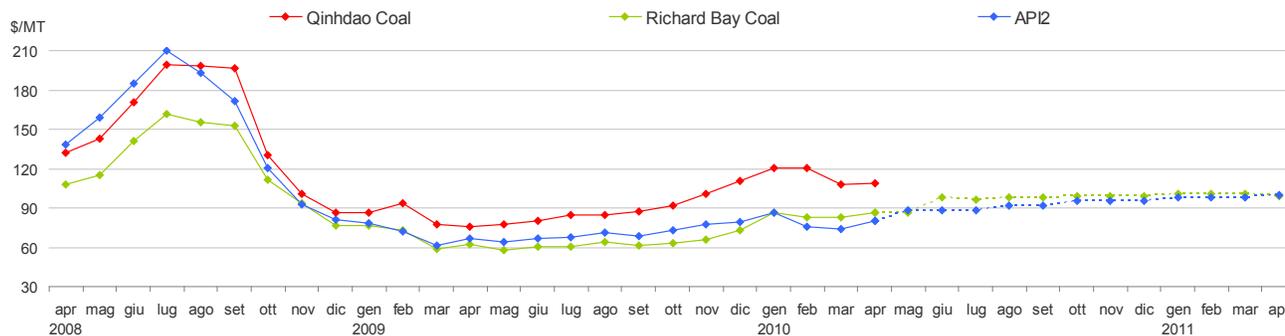


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

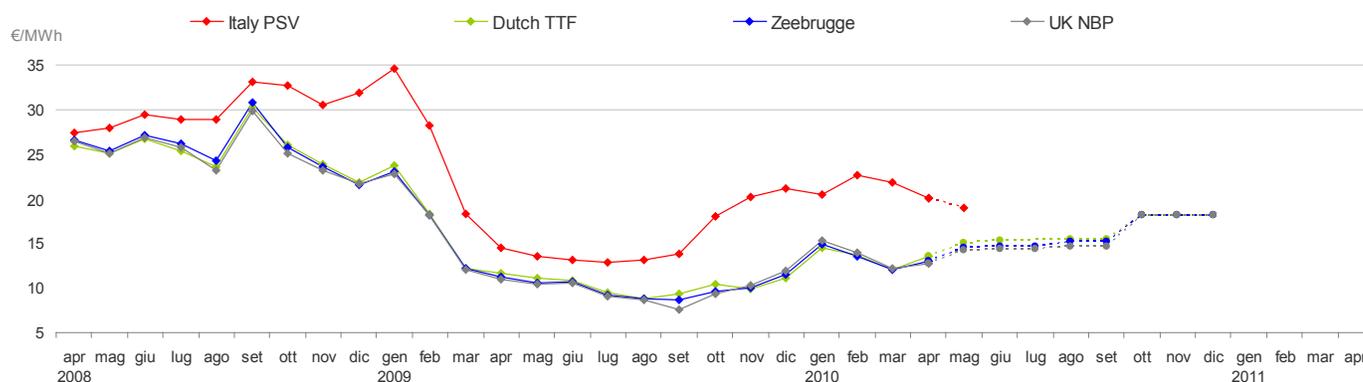
La forte propensione al rialzo sperimentata sulle piazze petrolifere si riflette anche sui mercati del gas, dove le quotazioni raggiungono i 12/13 €/MWh, superando il livello di marzo (+5/+13%) e sottraendosi così al consueto andamento stagionale come soltanto un'altra volta negli ultimi sette anni. La ripresa, superiore alle attese, provoca un adeguamento al rialzo delle aspettative di crescita, decretando peraltro il primo significativo incremento tendenziale da novembre 2008 (+15/16%). In questo scenario si inserisce - in totale contro-tendenza, ma rispettando le attese del mercato - la riduzione

del prezzo del gas al PSV italiano, sceso al minimo annuo di 20,01 €/MWh (-8,2%), e caratterizzato da prospettive di graduale convergenza ai valori continentali, come evidenziato dalla sua quotazione future per maggio. A fronte del previsto calo congiunturale, il prezzo al PSV si mantiene decisamente più elevato di un anno fa (+38,5%), confermando le indicazioni di una marcata ripresa dei consumi industriali (+37%), domestici (+18%) e termoelettrici (+27%), con questi ultimi ancora distanti dai valori del 2008.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)							
		Apr 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 10	Giù 10	Lug 10	Gas Year 10				
PSV DA	Italia	20,01	-8,2%	+38,5%	19,20	19,00	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	13,53	+12,6%	+16,5%	-	15,10	▲	15,30	-	-	-	18,50	▲
Zeebrugge	Belgio	12,98	+7,7%	+15,7%	11,62	14,56	▲	14,66	▲	14,65	-	18,35	▲
UK NBP	Regno Unito	12,78	+5,1%	+15,8%	11,52	14,25	▲	14,41	▲	14,41	-	18,17	▲



Gli aumenti rilevati sui mercati dei combustibili non sembrano incidere direttamente sugli andamenti delle quotazioni espresse dalle principali borse elettriche europee, in calo o stabili sui livelli osservati in corso d'anno. Questa è la tendenza che emerge, da un lato, su IpeX (-2,4% rispetto a marzo) ed EEX (+2,1%), soggette a piccole oscillazioni attorno alle rispettive medie annue, dall'altro su Powernext (-6,8%) e NordPool (-17,8%), più chiaramente in diminuzione per effetto della tipica stagionalità. Tra i listini maggiori l'unica eccezione al trend generale si riscontra su Omel, dove però il forte incremento (+39,8%) evidenzia un ritorno del prezzo sui livelli di due mesi fa, dopo il minimo storico toccato a marzo. In questo contesto spicca la repentina impennata di UK-APX, che imprevedibilmente raddoppia la sua quotazione (+111%), risultando in questo mese la borsa europea più costosa (73,35

€/MWh), davanti ad IpeX (61,31 €/MWh), attestata su un livello lievemente superiore alle stime di fine marzo. Seguono tutti gli altri exchange, tornati a convergere sui 40-47 €/MWh, ed infine Omel, confermatasi la meno cara in virtù dei suoi 27,42 €/MWh. Su base annua, terminata con marzo la lunga serie di riduzioni tendenziali, tutti i listini appaiono in aumento rispetto ai bassi valori del 2009, riflettendo prevalentemente una modesta ripresa dei consumi. Tali aumenti, di debole intensità nel caso di IpeX (+5,1%), appaiono più consistenti nel resto d'Europa (+20/+38%). Si distinguono di nuovo per la loro eccentricità UK-APX, in crescita esplosiva (+95,9%) per effetto del forte incremento mensile, ed Omel, che consolida il suo trend decrescente in atto ormai da fine 2008 (-26,3%). Nel breve termine i mercati futures interpretano le indicazioni fornite dal mese di aprile, ritoccano al ribasso le aspettative

(continua)

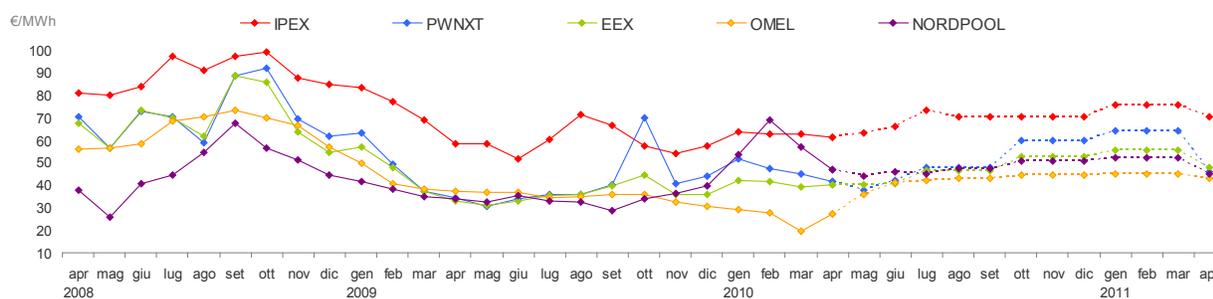
per maggio e al rialzo quelle per giugno. Le dinamiche seguite dai prezzi nel corso del 2009 suggeriscono prospettive di crescita di lungo periodo diverse per le singole borse: in Italia, il massimo annuo è previsto nel mese di luglio, a differenza

di quanto osservato negli altri paesi, dove nel rispetto della tipica stagionalità, gli incrementi rilevanti sono attesi soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
POWER price	Area	Apr 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 10	Giu 10	Lug 10	Calendar
IPEX	Italia	61,31	-2,4%	+5,1%	58,83	63,25 ▼	66,00 ▲	73,25 -	75,00 ▲
Powernext	Francia	41,67	-6,8%	+20,6%	42,00	37,64 ▼	42,00 ▲	47,88 -	56,00 ▲
EEX	Germania	40,04	+2,1%	+21,1%	39,42	39,99 ▼	40,73 ▲	46,47 -	52,87 ▲
EEX-CH	Svizzera	46,93	-19,4%	+38,4%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	40,38	+3,4%	+22,4%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	27,42	+39,8%	-26,3%	27,75	35,80 ▼	40,90 ▲	42,18 -	44,90 ▲
UK-APX	Regno Unito	63,15	+81,7%	+68,7%	33,40	38,10 ▼	39,04 ▲	40,13 -	-
NordPool	Scandinavia	46,87	-17,8%	+37,7%	43,00	44,20 ▼	45,70 ▲	45,05 -	46,70 ▲

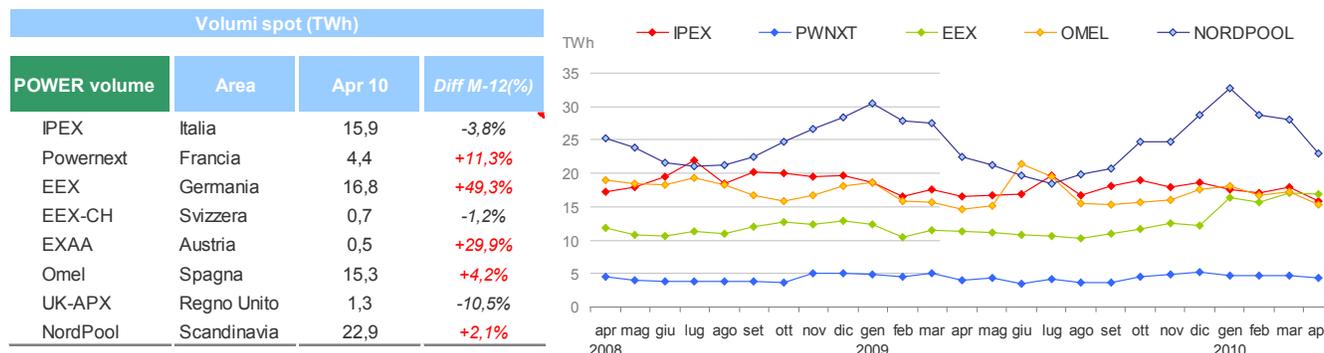


Con riferimento ai volumi circolanti sui mercati day-ahead, le borse maggiori sembrano mostrare una timida ripresa delle attività, che raggiunge i suoi livelli massimi su EEX, a fronte di una ulteriore diminuzione congiunturale delle quantità scambiate in borsa, legata in parte alla graduale e stagionale flessione dei consumi. La crescita tendenziale si ferma tra il 2,1% e il 4,2%

rispettivamente su NordPool (22,9 TWh) e Omel (15,3 TWh), toccando il 49,3% su EEX (16,8 TWh), che consolida il salto strutturale di volumi compiuto a gennaio. In controtendenza IpeX (15,9 TWh) che, dopo i segnali positivi lanciati a marzo, torna a esibire una modesta riduzione tendenziale (-3,8%), pur in un contesto di flebile ripresa della domanda annua.

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 94.503 TEE nel mese di aprile, in diminuzione rispetto ai 136.545 TEE scambiati in marzo.

Dei 94.503 TEE scambiati, 68.390 sono stati di Tipo I, 21.496 di tipo II e 4.617 di tipo III.

I prezzi, durante le sessioni di aprile, hanno registrato una flessione di oltre 5€ per tutte le tipologie, rispetto alle medie dei prezzi di marzo, tornando a livelli più in linea con il valore del rimborso tariffario, fissato a €92,22 per il 2010. L'incremento dei prezzi durante lo scorso mese rifletteva probabilmente

un'aspettativa di scarsità di titoli rispetto a quelli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di €92,46 (rispetto a €97,79 di marzo), i titoli di tipo II ad una media di €92,79 (rispetto a €98,32 di marzo) ed i titoli di tipo III ad una media di €92,49 (rispetto a €97,81 di marzo).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine aprile 2010, sono pari ad oltre 6,5 milioni.

Nei prossimo mese di maggio, in vista della scadenza per l'adempimento dell'obbligo, fissata al prossimo 31 maggio, si potrebbe verificare un incremento dei volumi negoziati, sia sul mercato organizzato che bilateralmente.

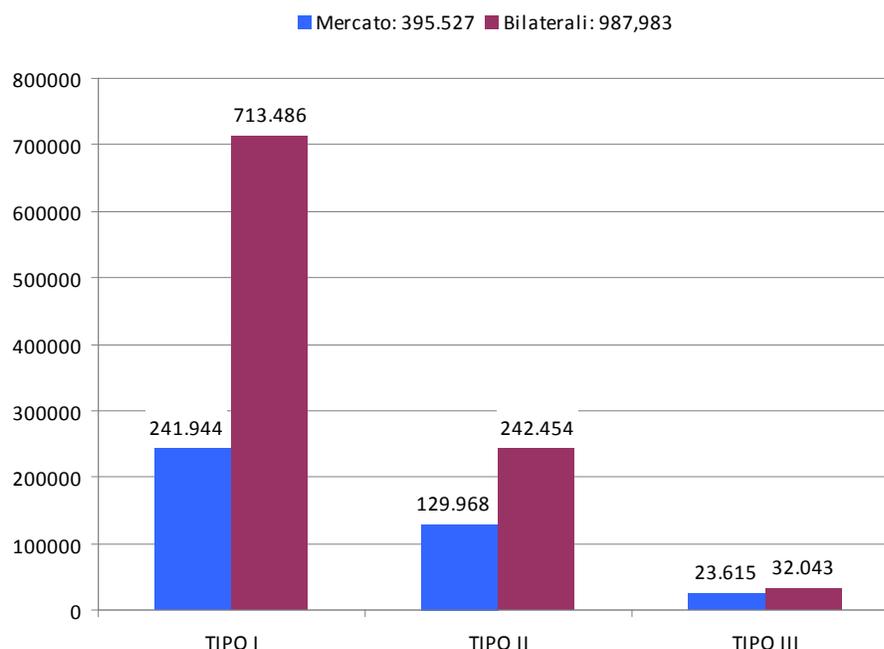
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	68.390	21.496	4.617
Controvalore (€)	€ 6.323.441	€ 1.994.559	€ 427.037
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 90,00	€ 92,00	€ 91,33
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 95,70	€ 95,00	€ 94,10
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 92,46	€ 92,79	€ 92,49

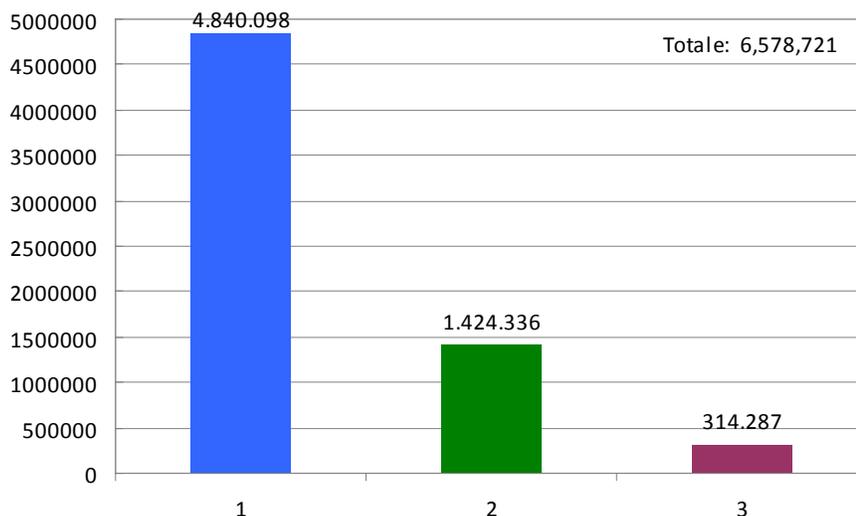
TEE, titoli scambiati gennaio-aprile 2010

Fonte: GME



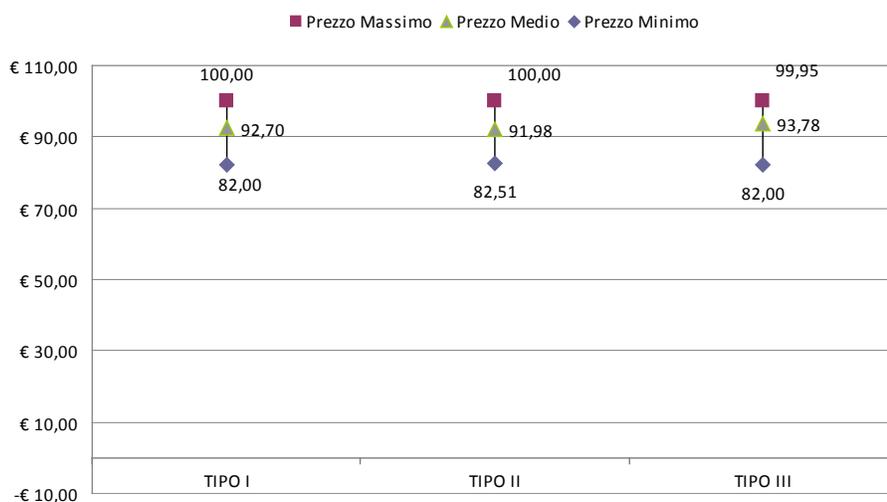
TEE, titoli emessi a fine aprile 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



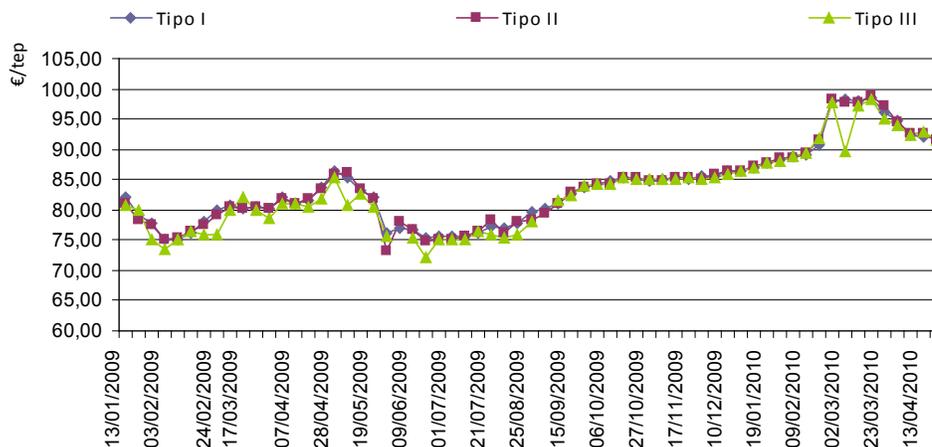
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio-aprile 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di aprile sono stati scambiati 309.727 CV, in leggera diminuzione rispetto ai 320.473 CV negoziati nel mese di marzo.

Gli scambi sono sempre concentrati sui CV (1) con anno di riferimento 2009, con 273.848 CV scambiati, in leggera diminuzione rispetto ai 290.902 di marzo. I CV con anno di riferimento 2010 continuano a registrare volumi in crescita mese dopo mese (35.337 rispetto ai 18.421 di marzo), mentre i volumi sui CV con anno di riferimento 2008 sono stati appena 542, in diminuzione rispetto ai 1.511 del mese precedente.

Il mese di aprile non ha fatto registrare scambi sui CV rel-

ativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2007 2008 e 2009.

Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 in gennaio è stato di €88,79, in leggero aumento rispetto al mese precedente (€88,61), in un processo di costante avvicinamento al prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE, fissato a €88,91. Detto ritiro verrà effettuato entro la fine di giugno.

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

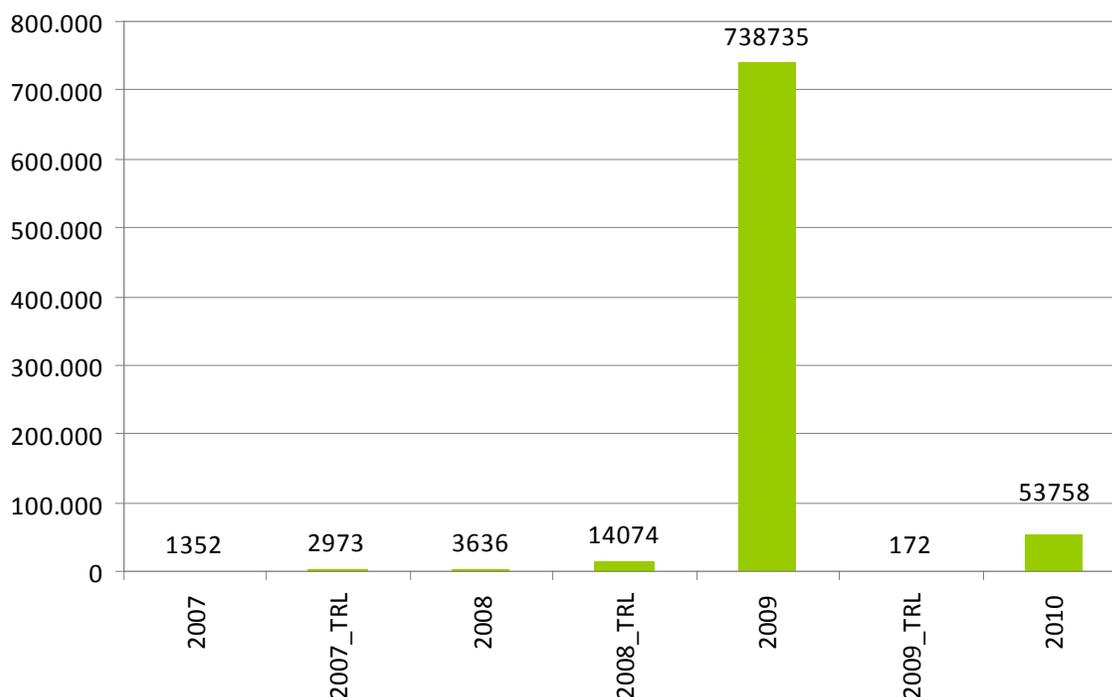
CV, risultati del mercato del GME - aprile 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento						
	2007	2007_TRL	2008	2008_TRL	2009	2009_TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	0	0	542	0	273848	0	35337
Valore totale (€)	€ 0	€ 0	€ 47.918	€ 0	€ 24.315.834	€ 0	€ 2.975.403
Prezzo minimo (€/CV)			€ 88,40		€ 88,40		€ 81,60
Prezzo massimo (€/CV)			€ 88,40		€ 89,45		€ 87,10
Prezzo medio (€/CV)			€ 88,40		€ 88,79		€ 84,20

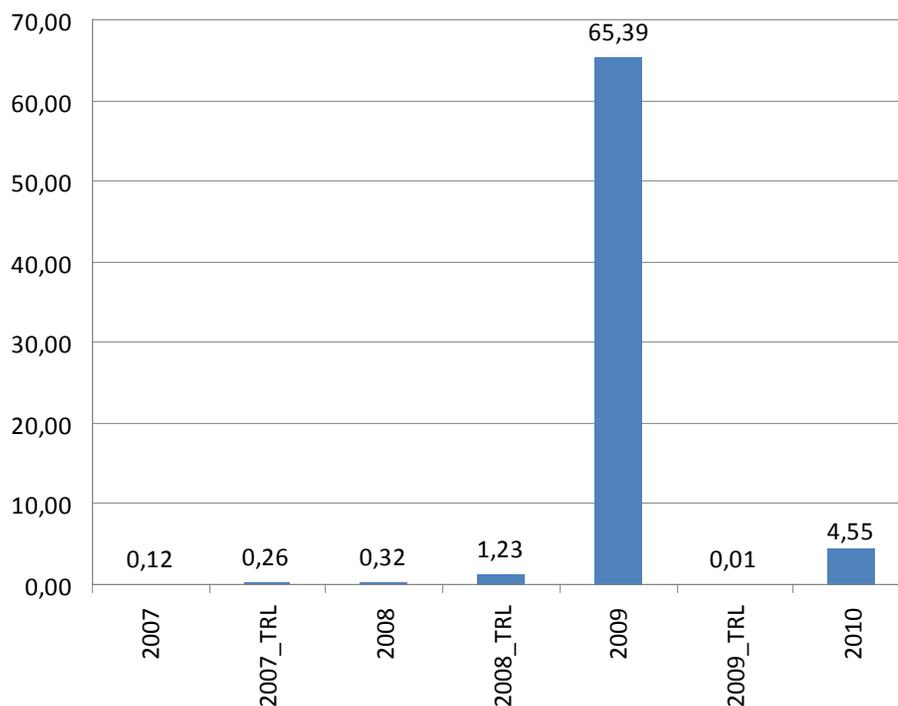
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio ad aprile 2010)

Fonte: GME



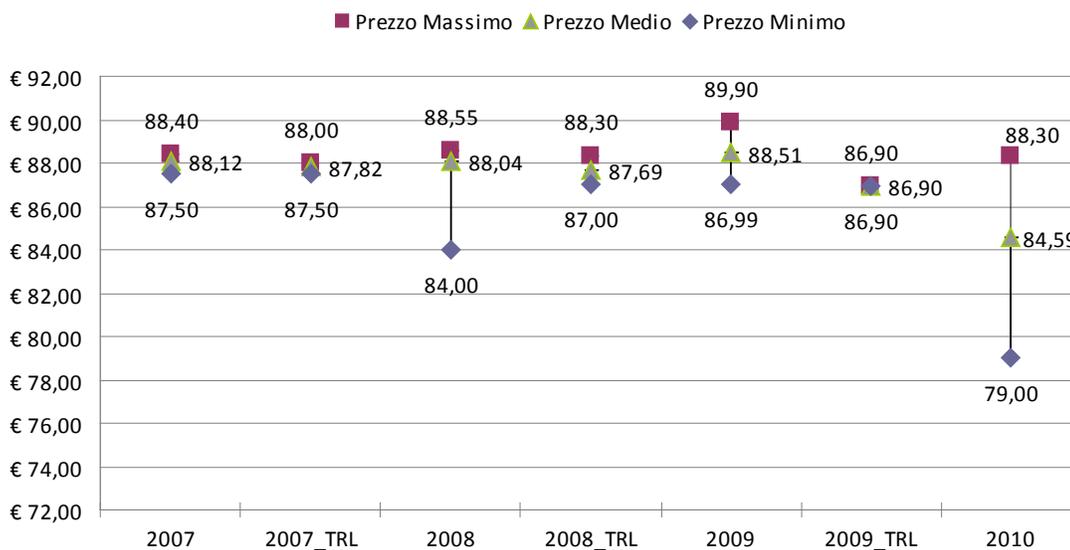
(continua)

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



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

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di aprile le unità di emissione Dicembre 2010 hanno registrato un netto incremento nei prezzi (+22% circa) passando da 13,03 €/tonn del 1 aprile a 15,87€/tonn di fine mese.

Il deciso rialzo delle quotazioni è stato supportato da più fattori quali l'incremento del prezzo del Brent, salito ad oltre 86\$ al barile alla fine di aprile, il rialzo generale delle principali commodities, le buone prospettive di crescita economica, nonostante la crisi del debito greco, e non ul-

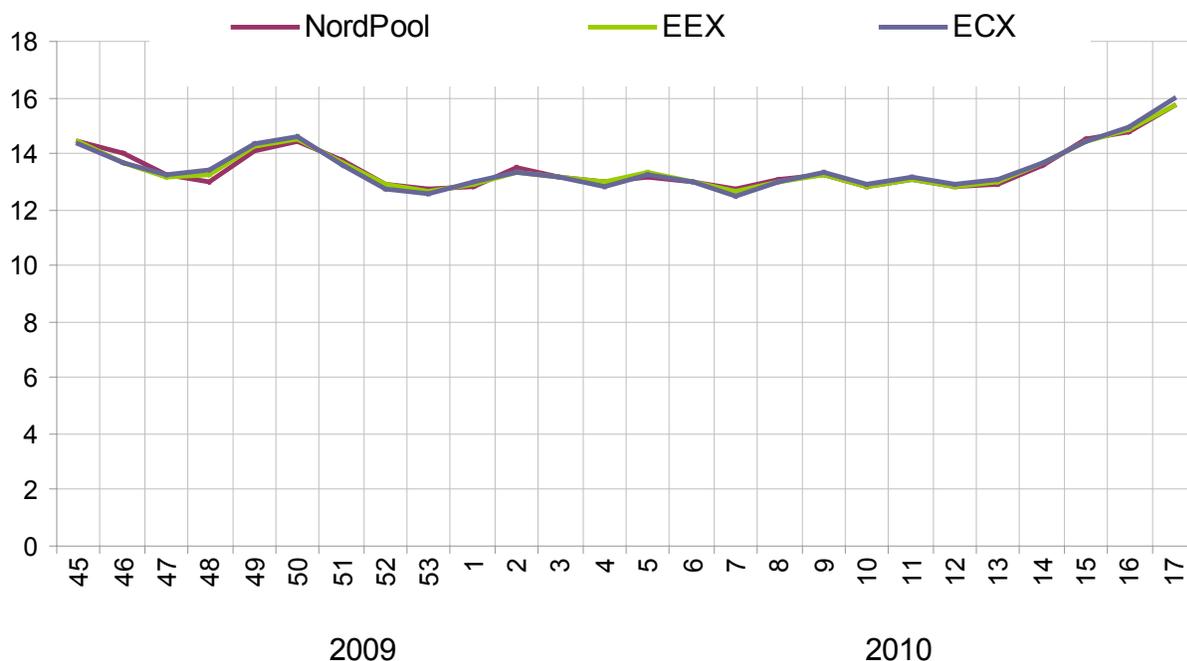
tima l'ipotesi di tagliare il cap alle emissioni degli impianti europei sottoposti alla Direttiva sull'Emission Trading, abbassandolo ad un livello compreso tra -21 e -34% rispetto ai livelli del 2005.

Tutti questi fattori hanno contribuito ad una corsa agli acquisti che ha sbloccato la situazione creatasi nel primo trimestre del 2010, quando i prezzi erano rimasti all'interno di un trading range molto stretto (12,40-13,60).

Nel corso del mese scorso sono state scambiate circa 590 milioni di EUA, portando il totale delle unità scambiate nel corso del 2010 a circa 1,7 miliardi di unità.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



ENERGIA: LE SFIDE FUTURE PER L'ITALIA

(dalla prima)

– sottolinea - è l'unico grande paese Ocse a non avere una produzione nucleare domestica. Naturalmente qui si apre un margine di incertezza con le dimissioni del ministro Scajola, che ne aveva fatto una battaglia personale. Staremo a vedere se chiunque prende il suo posto riuscirà a raccogliere l'eredità". Per ridurre la dipendenza dal gas e dal petrolio, dunque, le alternative risiedono nel settore delle rinnovabili e nel nucleare: "Per quanto riguarda le rinnovabili per altro non è che abbiamo una scelta ma dobbiamo semplicemente rispondere agli obblighi delle direttive comunitarie. Per il nucleare si tratta di una scelta razionale nel senso che è un'anomalia significativa il fatto che l'Italia sia l'unico paese Ocse a non produrre energia dall'atomo".

In questo contesto, "credo che il governo debba guardare da un lato alla possibilità di creare un contesto normativo più stabile e più prevedibile di quello attuale. Questo vale sia per gli investimenti in ricerca e sviluppo sia per gli investimenti in nuove infrastrutture energetiche. Nel senso che la confusione normativa che ci viene riconosciuta in qualunque indagine internazionale, ha l'effetto di aumentare i costi e di ridurre la propensione agli investimenti. Questo ha un effetto particolarmente devastante in quei settori come quello energetico che sono ad alta intensità di capitale e che risentono particolarmente delle incertezze normative".

Dentro il contesto normativo, Stagnaro aggiunge anche il percorso di liberalizzazione dei mercati. Nel caso dell'elettricità "la liberalizzazione si è spinta abbastanza avanti rispetto ad altri paesi europei; nel caso del gas, invece, siamo molto più indietro e anche questo determina un contesto di relativa incertezza e di poca propensione a investire. Se si riuscisse a dare regole coerenti e stabili ai mercati dell'elettricità e del gas e creare condizioni realmente concorrenziali probabilmente avremmo investimenti più utili".

Sulla possibilità per l'Italia di diventare leader nel gas naturale, per Stagnaro, "è una visione assolutamente sensata". "Il nostro è un paese che ha chilometri di costa che rendono possibile la realizzazione di punti di entrata per il gas. E quindi la visione dell'Autorità dell'energia di utilizzare queste condizioni favorevoli per diventare un territorio di transito di esportazione del gas è assolutamente sensata. Ovviamente questo presuppone non solo di realizzare nuove infrastrutture, ma anche di potenziare la rete dei gasdotti verso nord che oggi essenzialmente servono allo scopo opposto ossia di portare gas russo e nord europeo verso l'Italia. Dovremmo quindi essere messi nella condizione di avere una capacità sufficiente a esportare gas verso nord". Occorre dunque, "cambiare la geografia dei nostri approvvigionamenti".

Quanto ai vincoli fissati a livello europeo in campo energetico, il cosiddetto 20- 20- 20, per il direttore dell'Istituto, "difficilmente può essere un'occasione di crescita dal punto di vista nazionale visto che siamo un paese scarsamente competitivo nell'industria rinnovabile". Inoltre, "ci piaccia o no il raggiungimento degli obiettivi europei comporterà dei costi non banali. Ovviamente c'è qualcosa che possiamo fare per rendere questi costi meno significativi a partire dalla semplificazione delle procedure autorizzative". Ma per Stagnaro, "dobbiamo però rassegnarci all'idea che può essere un sacrificio necessario ma è necessariamente un sacrificio".



Il 2020, la pianificazione nazionale e le Regioni

Tommaso Franci, Mario Cirillo - Ref. Ricerche e Consulenze per l'Economia e la Finanza

Entro il 30 giugno di quest'anno l'Italia dovrà presentare il proprio Piano d'Azione Nazionale (PAN) per il sostegno alle fonti energetiche rinnovabili (FER), in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, che assegna al nostro Paese un obiettivo del 17%. Si tratta della prima importante scadenza per l'attuazione del Pacchetto Clima UE per il 2020.

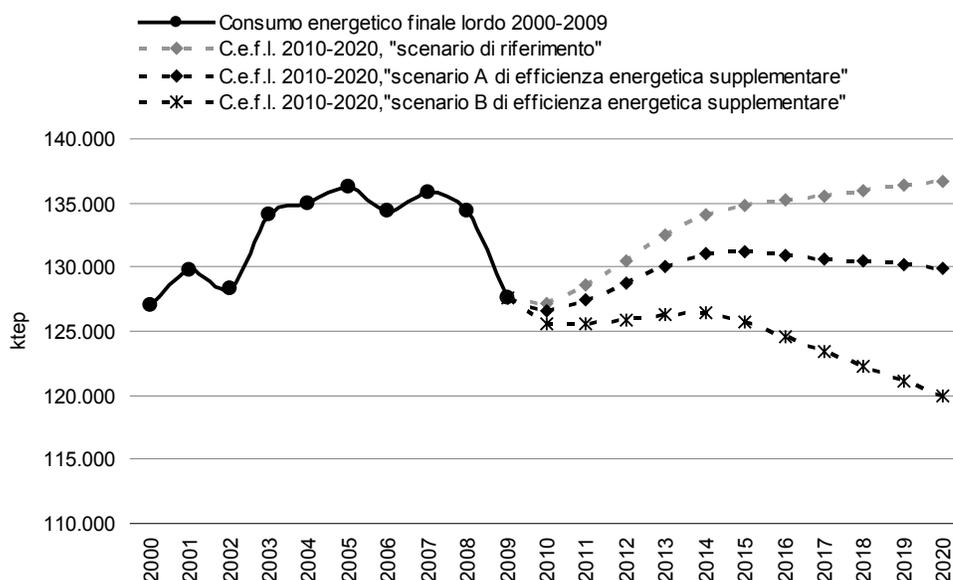
I lavori per la stesura del PAN hanno già avuto avvio da tempo: a breve verranno resi noti gli scenari e le scelte del Governo italiano in materia di promozione di efficienza energetica ed energia rinnovabile, sotto forma di obiettivi e traiettorie di raggiungimento degli stessi. Stando alle dichiarazioni di alcuni esponenti MSE, l'invio del PAN sarà preceduto da un processo di consultazione. I nuovi governi regionali si insediano perciò in una fase delicata della politica energetico-climatica italiana, nella quale hanno responsabilità e ruolo di attori di primo piano. Le regioni saranno innanzitutto chiamate in causa nel processo di ripartizione degli obiettivi nazionali. Inoltre, esse dovranno essere parte attiva, assieme al decisore nazionale, di un processo di reimpostazione della governance istituzionale, affinché si creino le condizioni per uno sviluppo condiviso, coordinato e aderente agli obiettivi.

Il Piano nazionale e le decisioni di fondo Efficienza o rinnovabili?

La misura dell'obiettivo FER in termini di consumo di energia rinnovabile sul consumo (finale lordo) complessivo rende evidente il legame tra gli effetti delle politiche per il miglioramento dell'efficienza energetica e quelli delle politiche di promozione delle FER. La prima importante scelta cui il decisore pubblico si trova di fronte al momento della redazione del PAN riguarda infatti l'entità delle azioni sulla leva del risparmio energetico. Quanto più è efficace la manovra sull'efficienza, tanto minore sarà lo sforzo per lo sviluppo di nuova produzione rinnovabile. La valutazione dei costi dell'azione sull'una o sull'altra leva dovrebbe quindi determinare le scelte del policy maker.

La figura 1 illustra gli scenari di consumo energetico al 2020 che costituiscono l'oggetto delle attuali analisi di REF¹. Oltre ad uno scenario "di riferimento" (scenario business as usual, ossia basato sulle misure attuali²), sono considerati due scenari di "efficienza energetica supplementare", che rappresentano l'uno (scenario A) una piena attuazione e proiezione al 2020 degli attuali obiettivi di efficienza per il 2016, e l'altro (scenario B) uno scenario di efficienza energetica supplementare disegnato da ENEA³. Il confronto tra gli scenari "di

Figura 1. Dati e scenari di consumo energetico finale lordo (ktep) Fonte: elaborazione su dati Eurostat e previsioni REF



¹ Per approfondimenti si veda Franci T., *Rinnovabili ed efficienza energetica: obiettivi nazionali 2020 e burden sharing regionale*, quaderno di ricerca REF n. 58, aprile 2010.

² Si stima che le misure attuali non permetterebbero di conseguire l'obiettivo di 10.8 Mtep fissato per il 2016 dall'attuale Piano di Azione per l'Efficienza energetica, varato in attuazione della Direttiva 2006/32/CE.

³ Dossier Enea, *Tecnologie per l'energia: quali innovazioni e strategie industriali in Europa? Il SET-PLAN e le sue proposte*, marzo 2008.

Il 2020, la pianificazione nazionale e le Regioni

(continua)

riferimento” e “A” indica potenziali risparmi per circa 7 Mtep, che corrisponderebbero ad un obiettivo FER inferiore rispetto al caso di riferimento nella misura di 1.2 Mtep. Nel caso di raggiungimento di obiettivi di risparmio più ambiziosi (scenario “B”), invece, la riduzione dell’obiettivo FER rispetto al caso base sarebbe di quasi 3 Mtep.

Produzione nazionale o importazione?

La suddivisione dell’obiettivo UE per le FER tra gli Stati membri è stata effettuata sulla base di due criteri: gli obiettivi nazionali sono stati determinati sommando ai valori degli indicatori di penetrazione delle FER relativi al 2005 una percentuale uniforme per i 27 Stati, cui è stata sommata un’ulteriore quota, questa volta differenziata in considerazione delle differenze di PIL pro-capite tra i Paesi. Non è stato applicato, nell’assegnazione dell’obiettivo, alcun criterio che considerasse i potenziali di sviluppo nazionali. Conseguentemente, il legislatore comunitario ha ritenuto opportuno prevedere una serie di “meccanismi flessibili” che consentano scambi transfrontalieri, fisici o statistici, di energia rinnovabile, tra Stati membri e tra questi e i Paesi terzi interconnessi alla UE. Ciò significa che gli Stati membri potranno conteggiare ai fini della misura del proprio obiettivo energia prodotta in altri Stati membri o in Paesi terzi. Un secondo importante passaggio nella definizione del PAN è, perciò, la determinazione del potenziale di “esportazione” o, viceversa, dell’energia che si prevede di “importare” al fine del raggiungimento del target FER. Una prima valutazione sulle suddette previsioni è stata sottoposta alla Commissione alla fine del 2009, attraverso la predisposizione da parte di ciascuno Stato membro di un apposito documento previsionale⁴. L’Italia è, almeno per il mo-

mento, tra i pochi paesi che prevedono un ricorso ad energia prodotta all’estero (tabella 1).

Tabella 1. Previsioni import/export di energia da FER (ktep)

Stato membro	2015	2020
Francia	0	0
Germania	4657	1387
Italia	-86	-1170
Polonia	647	333
Spagna	1917	2664
Regno Unito	254	1

Fonte: Commissione Europea, DG TREN

Rinnovabili elettriche o termiche?

Il fatto che l’Italia preveda di raggiungere il proprio obiettivo attraverso una buona fetta di energia rinnovabile prodotta all’estero non implica che l’obiettivo di produzione nazionale sia poco ambizioso. Negli scenari di consumo energetico illustrati, la previsione italiana di import (1.17 Mtep) rappresenta una quota compresa tra il 7 e il 9% dell’incremento di energia da FER necessario per il raggiungimento dell’obiettivo⁵.

La successiva scelta consiste nell’allocare l’obiettivo complessivo tra i tre settori di uso dell’energia, ossia elettrico, riscaldamento/raffreddamento e trasporto. Accanto alla considerazione dei potenziali di sviluppo delle FER in ciascun settore, occorre considerare, come sottolineato da molti studi



⁴ La revisione delle previsioni appena presentate dagli Stati membri sarà possibile a fine 2011, attraverso la redazione del *progress report* sull’attuazione della Direttiva 2009/28 e sullo stato di raggiungimento degli obiettivi. Successivamente sarà possibile rivedere le stime con cadenza biennale.

⁵ L’anno di partenza per questa stima è il 2005.

Il 2020, la pianificazione nazionale e le Regioni

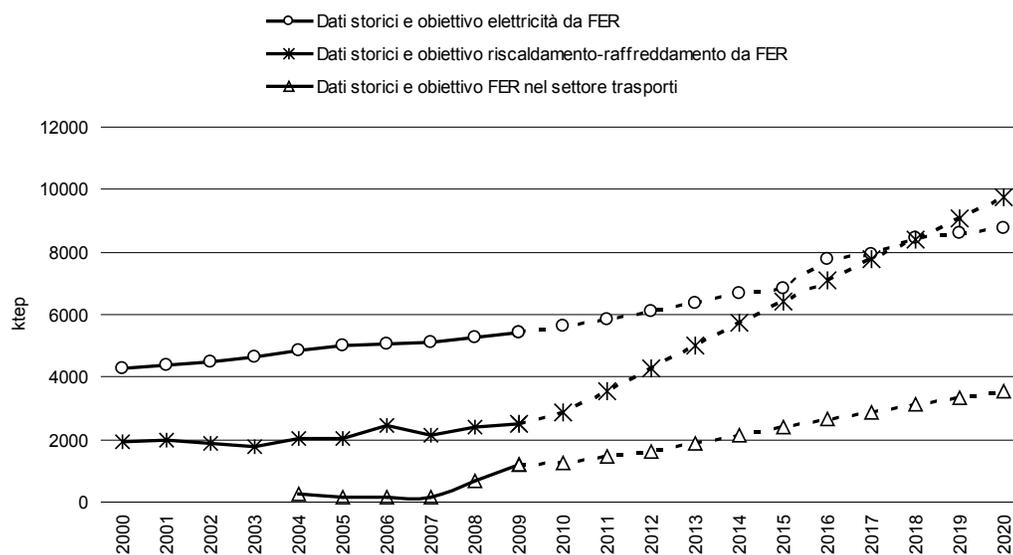
e riflessioni condotte negli ultimi mesi, il rapporto tra i costi di produzione dell'energia rinnovabile destinata ai diversi settori, con particolare attenzione ad elettrico e termico, soprattutto per quanto concerne le fonti che possono essere impiegate nell'uno e nell'altro settore (in primo luogo le biomasse).

Le indicazioni fornite recentemente dal MSE per quanto riguarda l'obiettivo elettrico, e l'analisi degli elementi disponibili circa i potenziali di utilizzo delle diverse fonti rinnovabili e i costi

di incentivazione, fanno propendere per un'ipotesi di suddivisione settoriale dell'obiettivo FER che veda un impegno più significativo nel settore del riscaldamento/raffreddamento rispetto a quello richiesto al settore elettrico. L'ipotesi elaborata da REF è quella di un obiettivo del 28.8% per il settore elettrico (25% di produzione nazionale e 3.8% di import)⁶, 16.3% per riscaldamento/raffreddamento, e 10% per il trasporto (figura 2)⁷.

Figura 2 - Obiettivi settoriali di sviluppo delle FER per il 2020 (ktep)

Fonte: elaborazioni REF



Il livello regionale: burden sharing e governance

Le criticità per la ripartizione regionale degli obiettivi

Le norme contenute nel Decreto legislativo 115/2008 e nella Legge 13/2009 prevedono che gli obiettivi nazionali per efficienza e FER siano ripartiti tra le regioni.

Ai fini della definizione degli obiettivi regionali per il 2020, in considerazione del rilievo dei fattori territoriali, è opportuno utilizzare criteri differenti per settore. Se, infatti, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle FER termiche sono determinate prevalentemente dalle scelte di consumo di imprese e famiglie (vincoli dal lato della domanda), per le FER nel set-

tore elettrico e in quello dei trasporti prevalgono i vincoli dal lato dell'offerta, legati a disponibilità e condizioni di utilizzo delle fonti rinnovabili.

La ripartizione non può non tenere conto della programmazione regionale esistente, significativa per il settore elettrico e praticamente inesistente per gli altri settori. Inoltre, per quanto concerne il settore riscaldamento/raffreddamento, lo sforzo di ripartizione dell'obiettivo si scontra con la grave carenza di dati sui consumi di FER, sia a livello nazionale, sia regionale.

⁶ Si tratta di percentuali espresse sul consumo interno lordo di elettricità, corrispondenti a 88,5 TWh da produzione interna e 13,6 TWh da import.

⁷ Lo scenario di consumo adottato come riferimento è lo scenario di efficienza energetica supplementare A.

(continua)

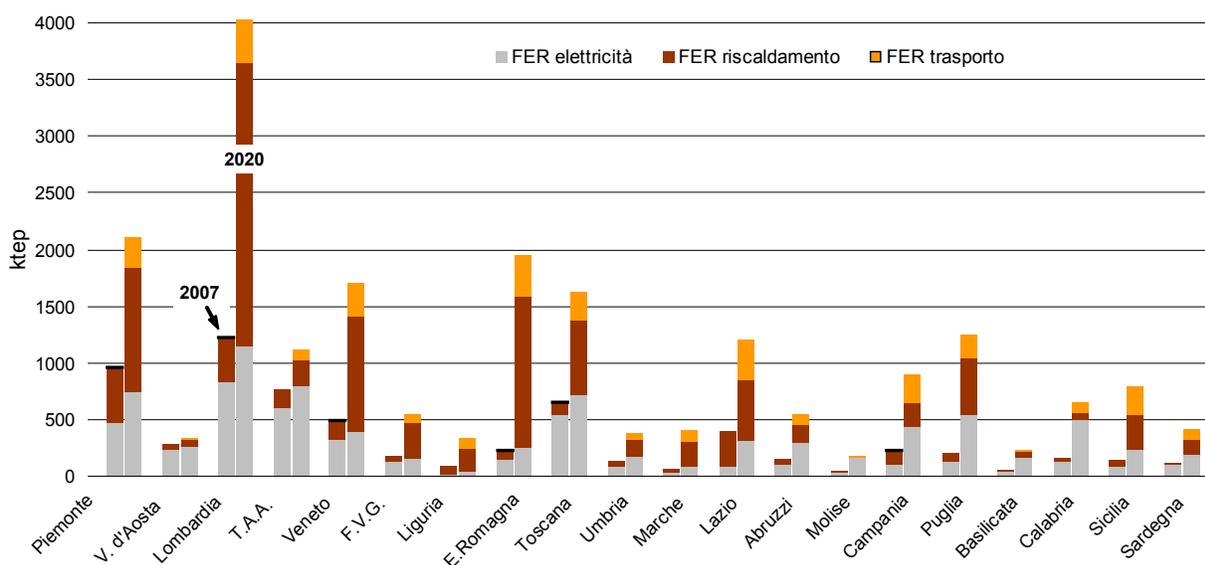
REF ha formulato una ipotesi di burden sharing regionale degli obiettivi nazionali 2020 (figura 3) basata sui seguenti criteri:

- proporzionalità ai consumi energetici, per gli obiettivi di risparmio energetico;
- proporzionalità ai consumi energetici ponderati per il PIL pro-capite regionale, per le FER termiche;

- sviluppo realizzato nel periodo 2000-2008 e potenziali espressi dai piani energetici regionali, per le FER nel settore elettrico;
- omogeneità a livello regionale rispetto all'obiettivo nazionale del 10%, per le FER nel settore trasporto.

Figura 3. Obiettivi regionali FER per il 2020 (ktep)

Fonte: elaborazioni REF



Il coordinamento Stato-Regioni

La scadenza del PAN costituisce un nuovo banco di prova per l'esperienza italiana di "federalismo energetico" avviata da una decina d'anni con il D.lgs. n.112/98 e la riforma del Titolo V della Costituzione nel 2001.

Il solo burden sharing degli obiettivi 2020 non è sufficiente a garantire l'efficacia e l'efficienza delle politiche di promozione di efficienza e FER.

Il carattere obbligatorio dell'obiettivo richiede la definizione di un meccanismo di condivisione, tra Stato e Regioni, dell'onere derivante dalle possibili sanzioni UE in caso di mancato rispetto del target: ciò costituirebbe un forte stimolo alla maggiore responsabilizzazione degli attori coinvolti nella gestione delle politiche per le FER.

In materia di strumenti, occorre superare la mancanza di cooperazione tra Stato e Regioni nel ridisegno del sistema di incentivi che si rende necessario con i nuovi obiettivi. In particolare dovranno essere introdotti nuovi incentivi nazionali per le FER termiche, e diventa in proposito indispensabile un coordinamento con il sistema degli incentivi regionali che passa tramite la gestione dei fondi strutturali e agricoli, con un budget stimato di circa 8 miliardi di euro per il ciclo 2007-2013.

E' inoltre indispensabile che lo Stato si faccia promotore di azioni per una gestione adeguata, da parte delle regioni e degli enti delegati, dei regimi autorizzativi degli impianti ali-

mentati da fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che in quello degli usi per riscaldamento-raffreddamento, aspetto che costituisce oggi la principale criticità per il conseguimento degli obiettivi.

A meno di due mesi dalla scadenza del 30 giugno è inevitabile osservare che, anche nel caso di una tempestiva definizione del burden sharing regionale, il recepimento dei nuovi obiettivi regionali 2020 nelle programmazioni energetiche regionali potrà avvenire solo dopo la notifica del PAN. In assenza di un processo di tipo bottom-up, che avrebbe richiesto coinvolgimento preventivo delle Regioni nel processo di ripartizione settoriale e territoriale dell'obiettivo, la coerenza tra target nazionali e regionali non può essere assicurata su basi solide. Inoltre l'intervallo di tempo che ci separa dalla presentazione del PAN è insufficiente anche per la definizione di tempi e modalità per sottoporre il piano a valutazione ambientale strategica (VAS), così come previsto dalla direttiva 2001/40/CE. Il terreno perso nella definizione delle azioni necessarie per superare gli elementi di incertezza costituiti dalle attuali carenze nel sistema statistico, nella programmazione regionale, e nello svolgimento della VAS del PAN potranno essere recuperati al momento della redazione del primo progress report sull'attuazione della Direttiva 2009/28 e sullo stato di raggiungimento degli obiettivi a fine 2011.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 50/10 | “Modificazioni e integrazioni alle disposizioni della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)” | pubblicata il 15 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/050-10arg.htm>**

Con la deliberazione in oggetto l’Autorità introduce alcune modifiche, nei termini ivi indicati, del Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM) di cui alla Delibera ARG/elt n. 115 del 5 agosto 2008 e ss.mm.ii., e sostituisce gli Allegati al TIMM A, B, C, con la pubblicazione degli Allegati A, B, C inseriti nel presente provvedimento.

Di seguito, in sintesi, le modifiche ed integrazioni apportate al TIMM e gli obiettivi dalle stesse perseguiti.

- La previsione di un nuovo standard di sicurezza adeguato e comune a GME, Terna e GSE, equivalente a quello utilizzato da GME e Terna per lo scambio di dati con gli operatori del mercato elettrico e gli utenti del dispacciamento, al fine di tutelare la riservatezza dei data warehouse in uso presso le società GME, Terna, GSE, ai quali ha accesso, a decorrere da gennaio 2009, la Direzione Mercati dell’Autorità.

- L’introduzione di nuove piattaforme informatiche per l’acquisizione di dati di mercato non in possesso di GME e Terna, onde assicurare la completezza delle basi dati utili allo svolgimento della funzione di monitoraggio, nonché, di applicativi di simulazione dei mercati gestiti rispettivamente da GME e Terna, per una affidabile esecuzione di analisi specifiche secondo le necessità ed i criteri disposti dall’Autorità al fine di ottenere un livello sempre più elevato di esercizio, da parte della Direzione Mercati dell’AEEG, della funzione di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso.

- La previsione di una rinnovata configurazione dei sistemi informatici tale da garantire la piena interoperabilità ed interfacciamento dei medesimi, per tener conto delle esigenze di utilizzo dei sistemi in parallelo da parte della Direzione Mercati dell’AEEG, con lo scopo di ottenere, sempre da parte della Direzione Mercati dell’Autorità, un efficace livello di coordinamento delle attività di monitoraggio svolte da GME, Terna, GSE.

- La riformulazione degli indici di mercato di cui all’art. 5 del TIMM per tenere conto dell’avvio del mercato infragiornaliero, nonché, tra l’altro, degli indici di mercato di cui all’art. 6 del TIMM per tenere conto della riforma avvenuta nell’ambito del mercato per il servizio di dispacciamento.

- L’integrazione degli obblighi informativi per gli utenti del dispacciamento - di cui all’art. 8, comma 5, del TIMM - con

riferimento alle informazioni relative alle emissioni di CO2 e agli oneri per additivi e per smaltimento residui della combustione delle singole unità di produzione rilevanti.

- Il cambiamento e relativa ripubblicazione degli Allegati al TIMM A, B e C al fine di tenere conto:

i. degli effetti sulle basi dati gestiti da GME, Terna e GSE della recente riforma del mercato elettrico;

ii. dell’integrale trasferimento a Terna delle competenze in ordine al calcolo della componente del “costo variabile standard” (CVS) - di cui all’art. 4, comma 1, lettera e) del TIMM - da attribuire al costo di produzione delle diverse unità di produzione rilevanti;

iii. degli esiti del completamento del processo di popolamento del registro CENSIMP, di cui alla delibera ARG/elt n. 205 del 23 dicembre 2008, e del susseguente processo di integrazione del Registro delle Unità di Produzione (RUP) nel medesimo registro CENSIMP.

Inoltre, la nuova versione del TIMM introduce per GME, Terna e GSE un meccanismo di incentivazione verso l’ottenimento di attività predefinite entro scadenze utili al conseguimento dei singoli obiettivi istituzionali e di pianificazione strategica propri del Regolatore.

Da ultimo, allo scopo di ridurre gli oneri di costo connessi alla gestione finanziaria delle attività strumentali al monitoraggio, l’Autorità, in materia di riconoscimento dei costi a GME, Terna, GSE (Art. 9), perfeziona l’attuale meccanismo di approvazione a consuntivo, con uno schema in due fasi che prevede: un primo riconoscimento dei costi a preventivo, da effettuarsi nell’ultimo trimestre dell’anno di competenza, accompagnato da un successivo processo di congruaggio in esito alla comunicazione annuale del consuntivo riferito ai costi complessivamente sostenuti nell’anno precedente.

Sul punto il Regolatore delibera che riconoscerà a consuntivo gli eventuali costi incrementali, rispetto ai costi approvati in sede di preventivo, a condizione che i medesimi risultino accompagnati da adeguata documentazione comprovante gli ulteriori oneri sostenuti.

■ **Comunicato del GME agli operatori del mercato elettrico | “On line la DTF ME 07 rev 2: Verifiche di congruità e capienza della garanzia finanziaria” | pubblicato il 9 aprile 2010 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/>**

Con riferimento alla gestione del sistema delle garanzie richieste per la negoziazione dei contratti sul mercato elettrico a termine dell’energia (MTE), il GME, in data 9 aprile 2010, ha pubblicato la nuova versione della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) ME n. 07 rev2, che sostituisce la precedente DTF ME n. 07 rev1.

Nello specifico, la nuova DTF apporta modifiche relative ai

Novità normative di settore (continua)

valori dei parametri “ α ” utilizzati per il calcolo della capienza delle garanzie finanziarie sul MTE. Detto parametro determina l’ammontare delle garanzie richieste a copertura della volatilità dei prezzi per i contratti negoziati su tale mercato. La DTF ME n. 07 rev2 mira ad assicurare livelli di garanzia più vicini a quelli richiesti sugli altri mercati a termine organizzati, pur tenendo conto degli aspetti peculiari del mercato elettrico organizzato dal GME.

■ **Delibera ARG/elt 51/10 | “Modifica della deliberazione dell’Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09, ai sensi delle disposizioni di cui all’articolo 2 del Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito nella Legge 22 marzo 2010, n. 41 recante “Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori” | pubblicata il 12 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/051-10arg.htm>**

Con il provvedimento in commento l’AEEG adegua - con riferimento alle misure di cui all’art. 32 della legge 23 luglio 2009, n.99 (nel seguito: legge n. 99/09), disciplinante lo sviluppo dei potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l’estero (interconnector) per l’importazione di energia elettrica - le disposizioni di cui alla precedente Delibera ARG/elt n. 179 del 20 novembre 2009 (cifra NewsLetter GME n. 22) alle previsioni normative poste dall’art. 2 del decreto legge 25 gennaio 2010, n.5 (cifra NewsLetter GME n. 24), convertito con modificazioni in legge 22 marzo 2010, n. 41 (nel seguito: legge n.41/10).

Il citato art. 2 della legge n.41/10, al comma 5, infatti prevede che l’AEEG adegui le proprie deliberazioni, assunte ai sensi dei commi 6 e 7 dell’art. 32 della legge n. 99/09, in conformità alle disposizioni poste dal medesimo articolo.

Nell’ambito delle modifiche e adeguamenti, l’AEEG prevede, tra l’altro, che Terna debba procedere quanto prima all’erogazione del servizio di importazione virtuale per la quota degli interconnector finanziati in esito alle procedure concorsuali svolte ai sensi dell’art. 2, comma 2, della legge n.41/10 e, con riferimento alla relativa capacità assegnata, alla selezione degli shipper attraverso nuove procedure concorsuali.

Le quantità complessive per cui Terna è chiamata a procedere, nelle nuove procedure concorsuali, alla selezione degli shipper sono determinate tenendo conto e scontando le quantità in precedenza già contrattualizzate da Terna e riferibili:

- alle rinunce al finanziamento degli interconnector da parte di soggetti investitori - selezionati sulla base di procedure già esperite alla data di entrata in vigore della legge n.41/10 - che risultino note al momento dello svolgimento delle nuove procedure concorsuali;
- e/o

- alle ipotesi di parziale incompatibilità temporanea, ai sensi dell’art. 1, comma 3-bis, della legge n. 41/10, ad avvalersi delle misure di cui all’art. 32, comma 6, della legge n. 99/09 e già disciplinate ai sensi della deliberazione ARG/elt n.15 del 9 febbraio 2010 (cifra NewsLetter GME n. 25).

■ **Comunicati agli operatori dell’AEEG | “Registrazione dei contratti bilaterali sottoscritti dai distributori obbligati per lo scambio di titoli di efficienza energetica (TEE)” e “Verifica degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno d’obbligo 2009” | pubblicati rispettivamente il 15 aprile e il 21 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100415ee.htm> <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100421ee.htm>**

Con il primo comunicato in commento l’Autorità informa che, con riferimento al disposto di cui all’art. 3, comma 1, della Delibera n. 345 del 28 dicembre 2007, che prevede l’obbligo di registrazione dei contratti bilaterali sottoscritti dagli operatori per lo scambio dei TEE, è stata attivata una nuova ed esclusiva procedura operativa on-line per l’adempimento relativo al suddetto obbligo.

Inoltre il Regolatore segnala che nel caso in cui il contratto bilaterale per lo scambio dei TEE è concluso dai contraenti al fine del conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico posti in capo alle imprese di distribuzione assoggettate, la registrazione formale del medesimo contratto deve avvenire necessariamente prima dell’inoltro della richiesta di registrazione nel Registro dei TEE dei titoli oggetto della relativa transazione bilaterale.

Con il secondo comunicato, sempre in ambito di regolazione del meccanismo relativo ai TEE, l’AEEG pubblica il modello unico di comunicazione, da inviare entro il 31 maggio p.v., che i distributori obbligati dovranno utilizzare per gli adempimenti relativi ai fini della verifica dei singoli obiettivi per l’anno di competenza 2009.

■ **Deliberazione n. 9/2010 del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di kyoto | “ASSEGNAZIONE E RILASCIO DELLE QUOTE DI CO2 PER IL PERIODO 2008-2012 AGLI IMPIANTI “NUOVI ENTRANTI” (ARTICOLO 11, COMMA 3, DECRETO LEGISLATIVO 4 APRILE 2006, N. 216)” | pubblicata sul sito web del Ministero dell’Ambiente il 28 aprile 2010 | Download <http://www.minambiente.it/opencms/export/sites/default/archivio/allegati/DEL-009-2010.pdf>**

Con il provvedimento de quo il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE ha previsto

Novità normative di settore (continua)

l'assegnazione e il rilascio delle residue quote di CO2 per gli anni 2008-2012 agli impianti "nuovi entranti", di cui ai punti A, B, C, del paragrafo 3.1 dell'Allegato B della "Decisione di Assegnazione per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi di quanto stabilito all'art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216", del 20 febbraio 2008.

L'assegnazione in oggetto risulta complessivamente pari a 21,74 MtCO2 ed è da considerarsi esaustiva rispetto al rilascio ed assegnazione della dotazione iniziale - pari a 84,64 MtCO2 - della riserva "nuovi entranti" per il secondo periodo di attuazione (2008-2012) del D.lgs 4 aprile 2006, n.216. L'emanazione del provvedimento in commento è stata attuata dal relativo Comitato nazionale per far fronte, tra l'altro, al rispetto dell'obbligo, posto dalla Direttiva europea istitutiva dell'Emissions Trading System, di restituzione ufficiale, entro il 30 aprile 2010, di tutte le quote di emissione assegnate alle imprese assoggettate per l'anno di competenza 2009

GAS

■ **ARG/gas 58/10** | **“Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di quote del gas naturale importato, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2008 e 18 marzo 2010”** | pubblicata il 30 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/058-10arg.htm>

Con il Decreto del MSE 19 marzo 2008 sono determinati i criteri per il calcolo delle quote del gas importato da paesi extra UE, soggette all'obbligo di offerta di cui all'articolo 11, comma 2, della legge 2 aprile 2007, n.40. In applicazione di tale decreto, l'Autorità, con delibera ARG/gas n. 108/09 del 30 luglio 2009, ha adottato, per l'anno termico 2009/2010, le disposizioni in materia di modalità economiche di offerta di una parte delle quote del gas naturale importato da offrire entro il medesimo anno termico, rimandando a successivo provvedimento la definizione delle modalità di offerta relativamente alle quote corrispondenti a lotti mensili con consegna nei mesi estivi del 2010.

Successivamente, il Decreto del MSE 18 marzo 2010 ha stabilito che:

- a decorrere dal 10 maggio 2010, le quote di importazione di cui al Decreto del MSE 19 marzo 2008 sono offerte dagli importatori obbligati nell'ambito di una Piattaforma di negoziazione (di seguito: P-GAS) organizzata e gestita dal GME (art. 3, comma 1).

- l'Autorità definisce le modalità di offerta e di consegna delle quote di importazione di cui sopra presso la P-GAS (art. 3, comma 4) e provvede ad adeguare le disposizioni di cui alla precedente delibera ARG/gas 108/09 in tempo utile per consentire l'adempimento degli obblighi entro il 10 maggio 2010

(Art. 8, comma 1).

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG, ai sensi del combinato disposto dei decreti ministeriali sopra richiamati, definisce: le condizioni generali (Art. 3) e le modalità di offerta delle quote di gas importato presso la P-GAS (Art 5); i criteri per il dimensionamento dei lotti mensili da offrire con riferimento alle restanti quote di importazione per l'anno termico 2009-2010 e per la suddivisione dei lotti mensili e annuali per le quote di importazione riferibili al prossimo anno termico 2010-2011 (Art. 4); il termine entro il quale i soggetti che effettuano importazioni soggette all'obbligo di offerta trasmettono al MSE ed all'AEEG, per le relative verifiche di competenza, una relazione con i volumi effettivamente offerti presso la P-GAS con consegna nell'anno termico precedente, nonché i termini entro i quali il GME e l'impresa maggiore di trasporto rilasciano, rispettivamente, all'importatore assoggettato, la dichiarazione con indicazione delle quote di importazione offerte dallo stesso presso la P-GAS nell'anno termico precedente e la dichiarazione attestante i volumi effettivamente importati dal medesimo nel corso dell'anno termico precedente (Art. 6).

Le disposizioni emanate dal Regolatore con il presente provvedimento assumono validità immediata dalla sua data di pubblicazione sul sito web dell'AEEG.

■ **Comunicato del GME agli operatori del settore GAS** | **“GME pubblica Regolamento e Documentazione P-GAS, al via da oggi le richieste di ammissione”** | pubblicato il 26 aprile 2010 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/lt/homepage/archivionews.aspx>

Il GME, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del MSE 18 marzo 2010, ha pubblicato, in data 26 aprile 2010, il Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (di seguito: P-GAS) e la documentazione allegata, necessaria per la presentazione della domanda di ammissione, nonché le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

Il Regolamento della P-GAS è stato pubblicato dal GME in esito all'approvazione pervenuta dal MSE, sentita l'AEEG, in data 23 aprile 2010, e disciplina le modalità di funzionamento e di accesso alla P-GAS nel rispetto delle disposizioni - con riferimento all'obbligo di cessione delle quote di Gas importato dai paesi extra UE - dettate dal Decreto del MSE 18 marzo 2010 e dalla Delibera dell'AEEG ARG/gas n.58/10 (cifra info precedente).

Si segnala ai soggetti interessati che, a partire dalla data di pubblicazione indicata, la documentazione e le modalità per l'espletamento della procedura di ammissione sono disponibili all'interno della sezione della home page del sito del GME "I mercati", accedendo alla voce denominata "Piattaforma GAS".

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera ARG/gas 54/10** | “Modifica dell’articolo 11 della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 1 agosto 2005, n. 167/05 in materia di disposizioni in caso di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione” | pubblicata il 22 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/054-10arg.htm>

Con il provvedimento in oggetto l’Autorità adegua la previsione di cui all’art. 11 della deliberazione GAS n. 167 del 1 agosto 2005 agli orientamenti prospettati ed anticipati nel DCO dell’AEEG n. 39 del 14 dicembre 2009 in materia di disposizioni regolatorie in caso di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione assegnata su base pluriennale agli operatori dei terminali di Gnl.

Nella formulazione originaria, il richiamato articolo stabiliva che l’operatore del terminale di rigassificazione titolare di diritti di capacità su base pluriennale, che, in un dato anno, utilizzava i medesimi per una quota inferiore alla relativa disponibilità, era obbligato a rendere disponibile agli altri operatori - per ciascuno degli anni successivi fino a scadenza del suo diritto pluriennale - la relativa quota parziale di capacità non effettivamente impiegata.

Nel processo di consultazione gli operatori, manifestando unanime consenso rispetto alla proposta di modifica della norma in commento, hanno sostenuto che la disposizione contrastava con gli elementi di flessibilità contenuti nei loro contratti di lungo periodo di fornitura di Gnl. Tali contratti, infatti, contengono una data soglia di tolleranza rispetto all’obbligo vincolante di ritiro del gas oggetto d’importazione.

Conseguentemente gli operatori hanno manifestato l’opportunità, al fine di poter usufruire al meglio della flessibilità di ritiro contenuta nei propri contratti di approvvigionamento, di prevedere un meccanismo analogo anche con riferimento alla flessibilità di utilizzo della relativa e connessa capacità di rigassificazione acquisita su base pluriennale.

Accogliendo tale istanza, l’Autorità, con la presente delibera, porta al 10% la tolleranza di sottoutilizzo della capacità annuale di rigassificazione senza che necessariamente si incorra nell’obbligo di cessione della quota di capacità eventualmente non sfruttata.

L’AEEG stabilisce, inoltre, che il mancato utilizzo in un dato anno della totalità della capacità acquisita su base pluriennale non determina l’obbligo di cessione di cui sopra, nei casi in cui il titolare della capacità, in corso d’anno, renda disponibile la medesima al titolare del terminale entro il termine temporale utile per essere riassegnata o, nell’eventualità di superamento di detto termine, a condizione che la stessa capacità sia poi effettivamente assegnata ed utilizzata da soggetti terzi.

■ **Comunicati agli operatori dell’AEEG** | “Aggiornamento del codice di rete della società Snam Rete Gas” e “Aggiornamento del codice di rigassificazione della società Gnl Italia Spa” | pubblicati il 23 aprile 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100423gasrete.htm>

<http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100423gas.htm>

Con i comunicati in commento l’Autorità informa gli operatori del settore Gas che sono disponibili sul proprio sito web le nuove versioni aggiornate del Codice di Rete della società Snam Rete Gas, come approvato ai sensi della Delibera ARG/gas n.36 del 29 marzo 2010, e del Codice di Rigassificazione della società Gnl Italia Spa, come approvato ai sensi della Delibera ARG/gas n.37 del 29 marzo 2010.

L’aggiornamento dei due Codici consegue al recepimento delle disposizioni apportate dalla precedente deliberazione dell’AEEG ARG/gas n. 55 del 7 maggio 2009, recante “Norme per l’adozione e l’aggiornamento dei codici di rete del trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione, nonché per la costituzione ed il funzionamento dei relativi Comitati di consultazione”; la relativa pubblicazione, con contestuale assunzione di validità, è attuata dal Regolatore in applicazione di quanto disposto all’art.2, comma 3, del medesimo provvedimento.

■ **Comunicato del GME agli operatori del settore GAS** | **Precisazioni in merito alla decorrenza dell’obbligo di offerta dei lotti annuali quote gas** | pubblicato il 7 maggio 2010 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/>

Il GME in data 7 maggio 2010, con riferimento alle disposizioni di cui all’articolo 5 della deliberazione 27 aprile 2010 ARG/gas 58/10 e a seguito dei chiarimenti forniti in merito dall’AEEG nella stessa data, ha precisato che l’obbligo di offerta delle quote di gas soggette all’obbligo decorre dal momento in cui l’operatore avrà inviato al GME tutta la documentazione necessaria a presentare le offerte di vendita dei lotti annuali relativi alle quote di importazione 2010-2011.

Agenda GME

■ 17-20 maggio

Forum PA

Roma, Italia

Organizzatore: Istituto Mides

www.forumpa.it

■ 21 maggio 2010

Festival dell'Energia: Dal produttore al consumatore: energetici e energivori a confronto sul futuro dei mercati italiani

Lecce, Italia

Organizzatore: Aris, Corriere della Sera, Assoelettrica e con la collaborazione di Federutility

http://www.festivaldellenergia.it/pdf/programma_completo_2010.pdf

■ 26-28 maggio

Carbon Expo 2010

Colonia, Germania

Organizzatore: Koelnmesse

www.carbonexpo.com

■ 27 maggio

Stop or go? L'impatto delle liberalizzazioni sul mercato energetico italiano ed europeo e quali prospettive di fronte alle nuove sfide

Roma, Italia

Organizzatore: EGL Italia

<http://www.egl-italia.it/int/it/it/home.html>

■ 27-28 maggio

European Gas summit

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Oliver Kinross

www.europeangassummit.com

■ 18 giugno

La riforma del prezzo di vendita al civile e i nuovi mercati del gas in Italia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

■ 16 - 18 giugno

European Cross Border Power Trading Forum - 2nd Annual

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: Marcus Evans

As part of its vision for a more effective energy landscape in Europe – one that will help to ensure secure supplies, fair prices and a cleaner environment – the EU wants to see the development of a single pan-European electricity market.

This 2nd annual Marcus Evans forum will offer the tools to address these challenges. Through a wide range of case studies, market participants will share their experiences on how to remove price differences between markets and achieve that integration and transparency necessary to build a solid European wholesale power market. For further information please get in touch with Sumreen Rizvi sumreenr@marcusevansuk.com remember to quote this Newsletter for a special discount!

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=16610&SectorID=3>

■ 22-23 giugno

Energy Conf

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

■ 24 - 25 giugno

Il mercato del gas naturale e prospettive di Borsa gas: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

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

Gli altri appuntamenti (continua)

10-11 maggio

CO2GeoNet Open Forum

Venezia, Italia

Organizzatore: CO2GeoNet

<http://www.co2geonet.com/Register.aspx?IdEvent=10>

10-12 maggio

Energy Efficiency Global Forum and Exposition (EE Global) 2010

Washington, DC

Organizzatore: ASE

<http://eeglobalforum.org/>

10-13 maggio

Lo sviluppo delle bioenergie: normative, incentivi, procedure autorizzative, casi specifici

Milano, Italia

Organizzatore: FAST

<http://www.fast.mi.it/>

11 maggio

Le Reti attive di energia elettrica

Roma, Italia

Organizzatore: Federutility

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

11 maggio

Real estate e rinnovabili. Come gestire il bene terreno e il rischio suolo e sottosuolo

Milano, Italia

Organizzatore: Rete Ambiente

http://www.reteambiente.it/repository/pagine/seminario_11_5_10.pdf

11 maggio

La domanda di gas in Italia e le necessarie infrastrutture

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

11-14 maggio

POWER INDUSTRY AND ELECTRICAL ENGINEERING

San Pietroburgo, Russia

Organizzatore: Restec Exhibition Company

www.seint.com

12 maggio

Nuclear power technology: safe, clean and reliable ap1000 is on schedule for 2013

Roma, Italia

Organizzatore: Energylab

<http://www.energylabfoundation.org/energy/cms/energylab>

12-13 maggio

Santa Barbara Summit on Energy Efficiency Presented by the Institute for Energy Efficiency

Santa Barbara, Usa

Organizzatore: IEE

<http://iee.ucsb.edu/sbsee2010>

13 maggio

The impact of unilateral environmental policy with endogenous plant location

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=2858&sez=Events&padre=82>

17-20 maggio

FORUM PA - Al centro dell'innovazione

Roma, Italia

Organizzatore: Istituto Mides S.r.l.

<http://iniziative.forumpa.it/expo10>

18-19 maggio

Mediterranean Sustainable Energy Summit

Atene, Grecia

Organizzatore: Institute for Climate and Energy Security and C&C International

<http://www.ftbusinessevents.com/medsustainableenergy/overview.asp>

19 maggio

Carbon Reduction Commitment Energy Efficiency Scheme 2010

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Edie

<http://www.lowcarbonconferences.net/events/>

19 maggio

L'Iter Autorizzativo per la realizzazione e gestione di Impianti Fotovoltaici e Eolici

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

19 - 20 maggio

Canada Clean Energy Dialogue: 2010 Conference - Increasing Trade in Clean Electricity

Rosemont, Usa

Organizzatore: USDE

<http://events.energetics.com/USCanadaCleanEnergy2010/>

Gli altri appuntamenti (continua)

19-20 maggio

All-Energy 2010

Aberdeen, Scozia

Organizzatore: MEDIA GENERATION EVENTS LIMITED

<http://www.all-energy.co.uk/Home.html>

19-20 maggio

European Energy Days: Trading & Energy market drivers

Berlino, Germania

Organizzatore: Montel

www.montelpowernews.com

19-21 maggio

genera2010

Madrid, Spagna

www.genera.ifema.es

19 – 22 maggio

Industrial Energy Technology Conference (IETC 2010)

New Orleans, Usa

Organizzatore: TEES

<http://esl.eslwin.tamu.edu/ietc/home.html>

20-21 maggio

International Workshop on Institutions for Climate Governance

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

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

20-23 maggio

Festival dell'energia 2010: l'energia spiegata

Lecce, Italia

Organizzatore: Aris, Corriere della Sera, Assoelettrica e con la collaborazione di Federutility

<http://www.festivaldellenergia.it>

21 maggio

Europe 2020: Climate Change — towards COP 16

Copenhagen, Danimarca

<http://www.eea.europa.eu/events/europe-2020-climate-change-2014>

21 maggio

Dal produttore al consumatore: energetici e energivori a confronto sul futuro dei mercati energetici italiani

Lecce, Italia

<http://www.festivaldellenergia.it/index.php>

24 – 27 maggio

Energy Forum for Process Excellence

Houston, Usa

Organizzatore: SSA&Company

<http://live.isixsigma.com/energy2010>

24-27 maggio

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

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

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

25 maggio

Criticità e prospettive del mercato energetico retail

Roma, Italia

Organizzatore: CittadinanzAttiva

<http://www.cittadinanzattiva.it/comunicati-stampa-comunicazione/4065-servizi-di-pubblica-utilita-e-pa.html>

25 - 26 maggio

Energy Risk Management

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

25 - 26 maggio

Mercati dell'energia e mercato elettrico: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/calendario/index.aspx>

26 maggio

PREMIO LifeGate Comunicazione Sostenibile

Milano, Italia

Organizzatore: Media Key, LifeGate

<http://www.lifegate.it>

28-30 maggio

Rigenergia 10

Pollein (AO), Italia

Organizzatore: Camera Valdostana

<http://www.rigenergia.it/rg/>

28 maggio

Energy Management

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

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

Gli altri appuntamenti (continua)

7 – 8 giugno

Business Plan e Piano Economico Finanziario per impianti FV

Padova, Italia

Organizzatore: Business International

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

26-27 maggio

III Solar Revolution Summit

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

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

27-28 maggio

European Gas Summit 2010

Londra, Gran Bretagna

Organizzatore: Oliver Kinross

www.europeangassummit.com

1 giugno

IEM transparency: fundamental data, rules and tools

Brussels, Belgia

Organizzatore: ENTSO-E & ERGEG

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

2 – 3 giugno

9th Annual Gas Shales Summit

Houston, Usa

Organizzatore: Incisive Media

www.insightinfo.com

3 – 4 giugno

Platts 2nd annual Geothermal Energy

Las Vegas, Usa

Organizzatore: Platts

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

3 – 5 giugno

International Environmental Conference and Exhibition

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo Ltd.

http://www.viaexpo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=113&Itemid=138&lang=en

6-9 giugno

Conferenza Internazionale IAEE - The future of energy: global challenges, Diverse solutions

Rio de Janeiro, Brasile

Organizzatore: IAEE

www.iaee.org

7 – 8 giugno

Deloitte Energy Conference

Washington, Usa

Organizzatore: Deloitte

www.deloitte.com/us/energy

7 – 8 giugno

Renewable energy research conference – renewable energy beyond 2020

Trondheim, Norvegia

Organizzatore: NTNU

<http://sffe.no/conference/>

8-10 giugno

Plug into power

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: PennWell

www.powergeneurope.com

9 – 11 giugno

Energy Talks Ossiach 2010

Ossiach, Austria

Organizzatore: SYMPOS

<http://www.energytalks.com>

13 – 16 giugno

District Energy/CHP 2010: 101st Annual Conference & Trade Show

Creating an Efficient Energy Future

Indianapolis, Usa

Organizzatore: IDEA

www.districtenergy.org

14 -16 giugno

Corso di formazione per negozianti di strumenti derivati su energia (IDEX)

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/calendario/index.aspx>

16 giugno

I nuovi mercati del gas

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

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

16-17 giugno

FEI 2010 Il futuro dell'energia: le nuove infrastrutture

Barletta, Italia

Organizzatore: Cenacolo

www.feiforum.it

20 – 25 giugno

35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference

Honolulu, Usa

Organizzatore: IEEE

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

24 - 25 giugno

Il mercato del gas naturale e prospettive di Borsa gas: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/attivita/prodotto/dettaglio.aspx?i=386>

29-30 giugno

European Nuclear Power

Londra, Gran Bretagna

Organizzatore: Platts

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.
Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 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.