

APPROFONDIMENTI

IL MERCATO UNICO DEL BILANCIAMENTO

di Virginia Canazza, Claudia Checchi, Michele Dalena - REF-E

Un mercato sempre meno bilanciato

Il mantenimento di un equilibrio in tempo reale tra generazione e carico è essenziale per il corretto funzionamento dei sistemi elettrici. Data la difficoltà di immagazzinare l'energia elettrica in grandi quantità e a costi "contenuti", le deviazioni dall'equilibrio fra generazione e carico sono infatti causa di oscillazioni della frequenza del sistema elettrico rispetto al valore nominale di funzionamento, che oltre ad influenzare il comportamento delle apparecchiature elettriche, se particolarmente ampie, possono anche dare origine a fenomeni degenerativi fino ad arrivare a causare black-out. Al fine di mantenere un costante equilibrio tra generazione e carico, è pertanto compito dei TSO approvvigionarsi dei cosiddetti servizi di bilanciamento, ovvero di riserva ed eventualmente energia di regolazione a salire (in caso di generazione inferiore al carico) o a scendere (in caso di generazione superiore al carico) nei cosiddetti mercati del bilanciamento. Fino ad un passato non troppo remoto, le cause degli squilibri tra generazione e carico potevano essere essenzialmente ricondotte alle indisponibilità non programmate degli impianti di generazione o delle linee di trasmissione e alle improvvise variazioni del carico in funzione delle condizioni climatiche e delle temperature. Più recentemente, la sempre maggiore diffusione nei sistemi elettrici dei paesi europei della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, a scapito della generazione da fonti convenzionali essenzialmente programmabili, si è tuttavia aggiunta alle tradizionali cause di squilibrio tra generazione e carico con un conseguente crescente fabbisogno di servizi di bilanciamento. Una maggiore generazione da fonti rinnovabili intermittenti può causare infatti un aumento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e

dunque del fabbisogno di riserva ed eventualmente di energia di regolazione a salire e a scendere.

L'integrazione del bilanciamento nella regolazione europea

Un corretto disegno dei mercati del bilanciamento è dunque essenziale non soltanto per assicurare ai TSO una sufficiente offerta di servizi di bilanciamento, ma anche per garantire un funzionamento efficiente dell'intero mercato elettrico all'ingrosso attirando nuovi operatori e aumentandone la concorrenza. Inoltre, l'implementazione di mercati del bilanciamento transfrontalieri (fino alla loro integrazione e armonizzazione a livello europeo) è indispensabile per consentire la selezione dei servizi di bilanciamento più economici e per ridurre i livelli di concentrazione all'interno dei mercati del bilanciamento nazionali. Già nel 2007 infatti nel DG Competition report on energy sector inquiry la Commissione Europea notava, da un lato, che i mercati del bilanciamento dei paesi europei risultavano altamente concentrati e caratterizzati dalla presenza di forti barriere all'entrata, con la conseguente possibilità di esercizio di potere di mercato da parte dei produttori, dall'altro, che questa concentrazione poteva tuttavia essere ridotta ampliando la dimensione geografica delle aree di bilanciamento attraverso l'armonizzazione dei diversi regimi di bilanciamento di mercato esistenti, l'integrazione dei mercati e la semplificazione degli scambi. Vale la pena sottolineare che l'ampliamento del perimetro su cui reperire servizi di riserva può portare ad una maggiore valorizzazione delle risorse già disponibili e a fenomeni di compensazione delle incertezze, con conseguente contrazione delle necessità di bilanciamento.

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ APRILE 2014

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 10
 Mercati energetici Europa
 pag 14
 Mercati per l'ambiente
 pag 18

■ APPROFONDIMENTI

Il mercato unico del bilanciamento
 di Virginia Canazza, Claudia Checchi,
 Michele Dalena - REF-E
 pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

■ APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile, persistendo una domanda elettrica ancora piuttosto debole, gli scambi nel Mercato del Giorno Prima registrano un minimo storico (30.285 MWh medi orari) su cui hanno probabilmente inciso anche le festività di calendario (Pasqua e 25 aprile). Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, grazie soprattutto al sostegno delle fonti idraulica e solare, raggiungono il 49,5% del totale venduto su MGP. La liquidità del mercato, sostanzialmente stabile da agosto 2013, ad aprile balza a 71,1% (+5,3 punti percentuali su marzo). In tale quadro pare

rallentare ma non arrestarsi la fase calante del prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) che scende a 45,76 €/MWh, ai minimi degli ultimi 10 anni. Ai minimi storici anche i prezzi di vendita in quasi tutte le zone, il più basso al Sud con 36,63 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti in negoziazione evidenziano un generale ribasso, con l'Annuale 2015 baseload scambiato a 52,80 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in costante flessione congiunturale da inizio anno (-0,97 €/MWh; -2,1% su marzo), si è portato a 45,76 €/MWh, minimo da giugno 2004. Rispetto ad aprile 2013 il calo è stato di 15,27 €/MWh, pari, in termini percentuali pari al -25,0%. Nelle ore di picco il prezzo aggiorna, per il terzo mese consecutivo, il minimo storico a quota 50,66

€/MWh, con un calo su base annua di 17,58 €/MWh (-25,8%). In netta flessione tendenziale anche il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 43,31 €/MWh (-14,12 €/MWh; -24,6%), seppur in ripresa dal minimo di marzo. Il rapporto picco/baseload ripiega pertanto a 1,11 (Grafico 1 e Tabella 1).

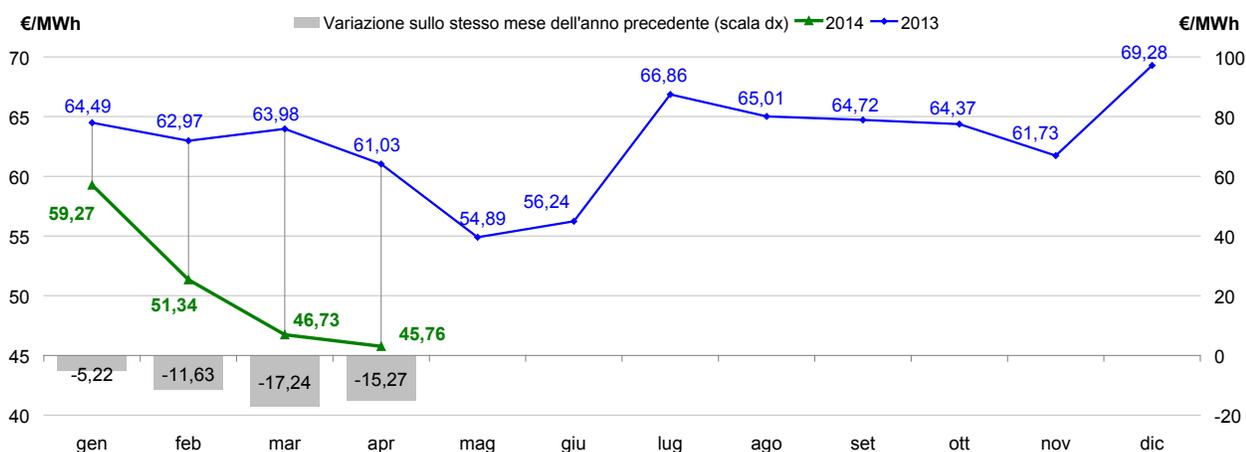
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	45,76	61,03	-15,27	-25,0%	21.534	-12,1%	30.285	-3,4%	71,1%	78,1%
Picco	50,66	68,24	-17,58	-25,8%	26.453	-12,2%	36.670	-4,7%	72,1%	78,3%
Fuori picco	43,31	57,43	-14,12	-24,6%	19.074	-12,0%	27.092	-2,6%	70,4%	77,9%
Minimo orario	6,18	5,89			12.211		18.958		59,1%	73,4%
Massimo orario	101,28	150,00			31.134		40.958		81,0%	84,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



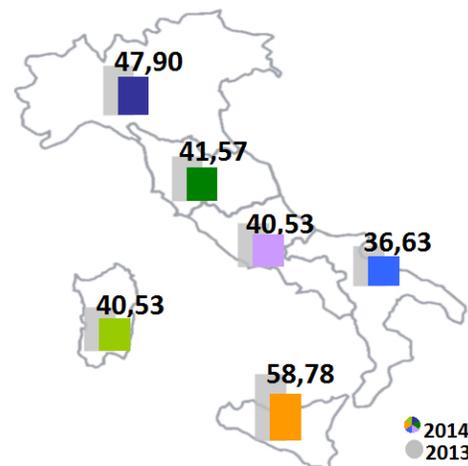
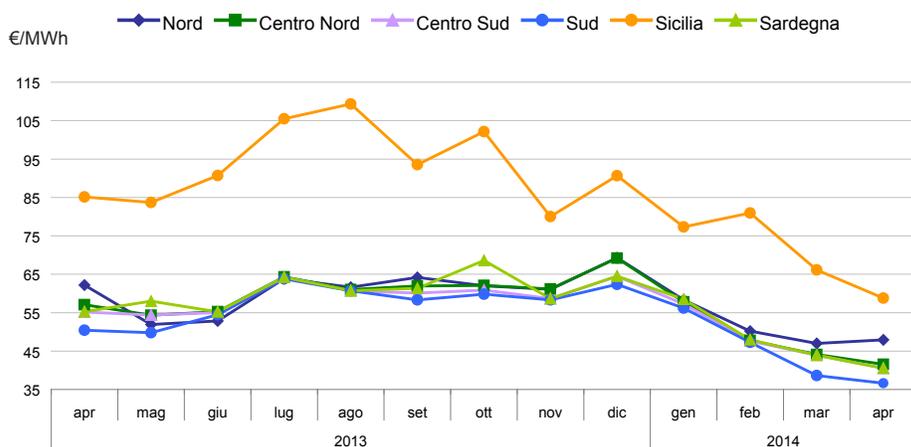
(continua)

I prezzi medi di vendita, ovunque in netta flessione tendenziale, aggiornano i minimi storici registrati a marzo in Sardegna e nelle zone continentali ad eccezione del Nord. Quest'ultima zona è anche l'unica a segnare una debole ripresa congiunturale da collegarsi al calo delle importazioni. Il Sud, con 36,63 €/MWh, si conferma dunque la zona dal prezzo più basso e la Sicilia, con

58,78 €/MWh, quella dal prezzo più alto anche se ai minimi degli ultimi sette anni. Nelle altre zone il prezzo di vendita è variato tra 40,53 €/MWh di Centro Sud e Sardegna (sempre unite nel mese in un'unica zona di mercato) e 47,90 €/MWh del Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo del 3,4% rispetto ad un anno fa, segnano un minimo storico a quota 21,8 milioni di MWh. Ancora in netta contrazione, rispetto ai livelli record della prima metà del 2013, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,5 milioni di MWh (-12,1%). In crescita gli scambi over the counter registrati sulla

PCE e nominati su MGP, che, con un aumento del 27,3%, si sono attestati a 6,3 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in aumento di 5,3 punti percentuali rispetto a marzo, ne cede però 7,0 su aprile 2013 attestandosi a 71,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.504.392	-12,1%	71,1%
Operatori	8.600.663	-16,6%	39,4%
GSE	4.638.544	+0,0%	21,3%
Zone estere	2.265.185	-15,5%	10,4%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.300.766	+27,3%	28,9%
Zone estere	680.485	-12,9%	3,1%
Zone nazionali	5.620.281	+34,8%	25,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	21.805.157	-3,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.129.809	-2,1%	
OFFERTA TOTALE	41.934.966	-2,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

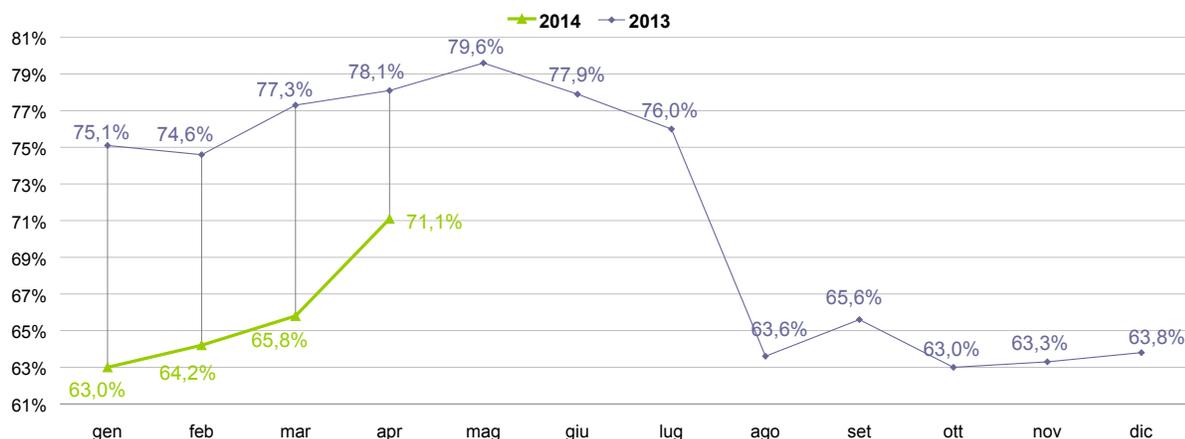
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.504.392	-12,1%	71,1%
Acquirente Unico	1.645.411	-15,4%	7,5%
Altri operatori	7.373.608	-3,9%	33,8%
Pompaggi	0	-100,0%	0,0%
Zone estere	126.530	-69,8%	0,6%
Saldo programmi PCE	6.358.843	-16,2%	29,2%
PCE (incluso MTE)	6.300.766	+27,3%	28,9%
Zone estere	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	3.126.360	-9,2%	14,3%
Zone nazionali altri operatori	9.533.248	+4,8%	43,7%
Saldo programmi PCE	-6.358.843	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	21.805.157	-3,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.003.320	+6,5%	
DOMANDA TOTALE	24.808.478	-2,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, ininterrottamente in calo tendenziale da settembre 2012, ad aprile, sono scesi a 21,7 milioni di MWh (-2,2%), livello più basso dall'avvio del mercato organizzato. A livello zonale, in controtendenza il Nord (+1,2%) ed il Sud (+5,2%), in calo tutte le altre zone. In flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 127 mila MWh (-70,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, con una riduzione dell'1,4% su base annua, scendono a 18,9 milioni di MWh, valore tra i più bassi mai registrati. A livello zonale, diffuso calo in tutte le zone, ad eccezione del Centro Sud (+6,6%) e Sud (+3,3%). Anche le importazioni, pari a 2,9 milioni di MWh, segnano una consistente contrazione su base annua (-14,9%) portandosi al minimo storico per il mese di aprile (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.479.840	25.666	-0,6%	8.935.043	12.410	-1,6%	12.426.886	17.260	+1,2%
Centro Nord	3.021.187	4.196	-1,1%	1.448.873	2.012	-14,5%	1.964.124	2.728	-8,8%
Centro Sud	6.145.592	8.536	-5,7%	2.480.179	3.445	+6,6%	2.974.388	4.131	-10,0%
Sud	6.827.168	9.482	-1,5%	3.876.588	5.384	+3,3%	1.996.396	2.773	+5,2%
Sicilia	2.982.802	4.143	+14,2%	1.279.923	1.778	-9,1%	1.369.966	1.903	-8,5%
Sardegna	1.346.723	1.870	-5,4%	838.881	1.165	-2,4%	946.867	1.315	-7,6%
Totale nazionale	38.803.312	53.893	-0,9%	18.859.487	26.194	-1,4%	21.678.627	30.109	-2,2%
Estero	3.131.654	4.350	-21,8%	2.945.670	4.091	-14,9%	126.530	176	-70,2%
Sistema Italia	41.934.966	58.243	-2,8%	21.805.157	30.285	-3,4%	21.805.157	30.285	-3,4%

Si confermano in espansione, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile che registrano l'ennesimo incremento su base annua (+15,8%), attestandosi ai massimi degli ultimi nove mesi, mentre si riducono quelle da impianti a fonte tradizionale (-14,3%) ed in particolare le vendite da impianti a gas (-25,3%) (Tabella 5). Pertanto, sostenuta

soprattutto dalle fonti idraulica (+4,6 punti percentuali) e solare (+2,2 p.p.), la quota delle fonti rinnovabili sale al 49,5% (42,2% ad aprile 2013), quasi il doppio di quella degli impianti a gas scesa al 26,3% (34,7% un anno fa) (Grafico 4).

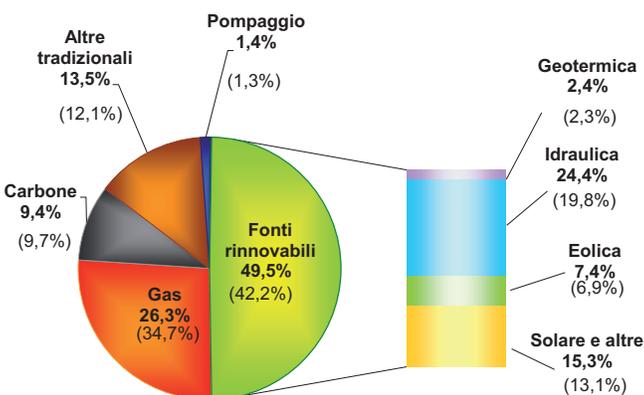
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

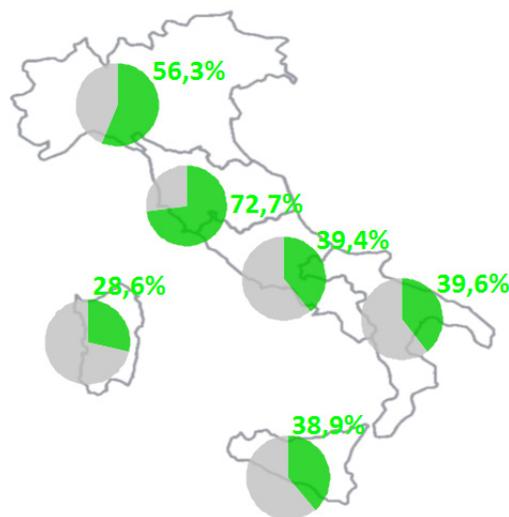
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.076	-30,5%	549	-23,6%	2.068	+26,2%	3.254	+5,2%	1.086	-20,7%	831	-5,3%	12.863	-14,3%
Gas	3.284	-35,2%	464	-25,0%	254	-36,6%	1.295	-10,1%	1.024	-17,2%	560	+24,7%	6.882	-25,3%
Carbone	609	-47,5%	-	-100,0%	1.578	+59,8%	-	-	-	-	266	-35,4%	2.453	-4,9%
Altre	1.183	+9,7%	85	+5,8%	236	-5,4%	1.958	+18,6%	62	-53,3%	5	-70,1%	3.529	+10,0%
Fonti rinnovabili	6.992	+39,2%	1.463	-10,5%	1.356	-10,9%	2.130	+0,4%	692	+18,4%	333	+6,6%	12.966	+15,8%
Idraulica	4.852	+41,9%	383	-32,5%	587	-8,8%	416	-14,6%	75	+106,9%	83	-17,4%	6.397	+21,7%
Geotermica	-	-	628	+2,5%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	628	+2,4%
Eolica	7	-13,6%	12	-41,0%	332	-17,7%	1.062	+14,6%	384	+9,5%	137	-0,2%	1.933	+4,8%
Solare e altre	2.133	+33,5%	440	+1,5%	437	-8,1%	652	-7,8%	233	+18,0%	113	+51,2%	4.009	+15,0%
Pompaggio	342	+21,4%	1	-23,2%	20	-70,7%	-	-	-	-100,0%	1	-69,9%	364	+2,1%
Totale	12.410	-1,6%	2.012	-14,5%	3.445	+6,6%	5.384	+3,3%	1.778	-9,1%	1.165	-2,4%	26.194	-1,4%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

Ad aprile il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 312 MWh (409 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per l'87,1% delle ore in import (il 97,5% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 7,45 €/MWh, si è drasticamente ridotto su base annua (-70,8%), influenzando analogamente la rendita

generata, pari a 1,26 milioni di € (-81,5%) (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) è diminuita del 3,8% rispetto ad aprile 2013. Il 67,1% della capacità è stata allocata tramite il meccanismo del market coupling (92,7% nel 2013). Non essendoci state allocazioni attraverso asta esplicita, il 32,9% della capacità non è stata utilizzata (4,6% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
47,90	40,45	7,45	1,26	445	324	87,1%	51,5%	644	190	8,5%	-
(62,18)	(36,62)	(25,56)	(6,80)	(412)	(415)	(97,5%)	(95,4%)	(169)	(160)	(2,5%)	(1,7%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Gráfico 6: Delta prezzi: frequenza ore

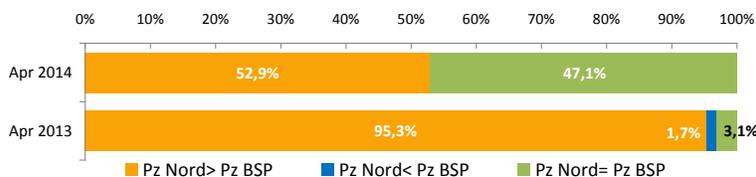
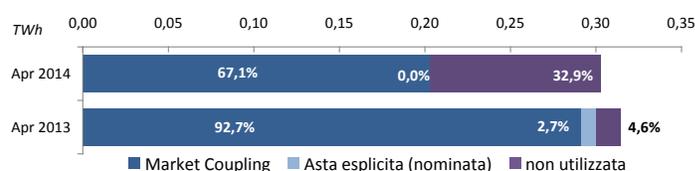


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto, con flessioni tendenziali superiori al 20% in tutte le sessioni, aggiornano, per il terzo mese consecutivo i minimi storici, attestandosi tra 44,82 €/MWh di MI3 e 51,89 €/MWh di MI4. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi per tutte le sessioni di MI (Tabella 7 e Gráfico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 1,8 milioni di MWh. Gli scambi su MI1, in flessione tendenziale da oltre un anno, si sono attestati a 0,9 milioni di MWh (-19,8%), minimo da dicembre 2010. In calo anche i volumi scambiati su MI3 ed MI4 scesi rispettivamente a 143 mila MWh (-5,6%) ed a 171 mila MWh (-12,4%); in controtendenza, invece, MI2 che con un incremento del 9,1% si porta ai massimi dell'ultimo anno a quota 596 mila MWh (Tabella 7 e Gráfico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
MGP (1-24 h)	45,76	61,03	-25,0%	30.285	31.364	-3,4%
MI1 (1-24 h)	45,58 (-0,6%)	60,16 (-1,4%)	-24,2%	1.240	1.545	-19,8%
MI2 (1-24 h)	44,88 (-1,9%)	58,66 (-3,9%)	-23,5%	828	758	+9,1%
MI3 (13-24 h)	44,82 (-6,0%)	59,20 (-9,2%)	-24,3%	398	421	-5,6%
MI4 (17-24 h)	51,89 (-3,3%)	68,28 (-8,8%)	-24,0%	714	814	-12,4%

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

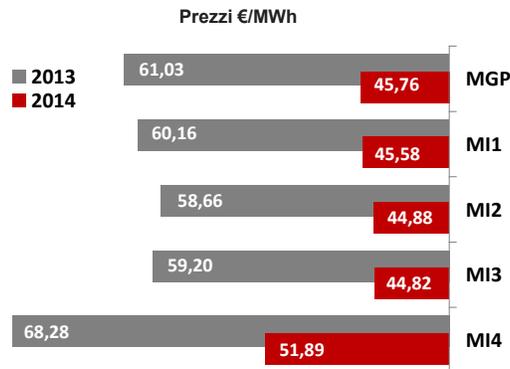
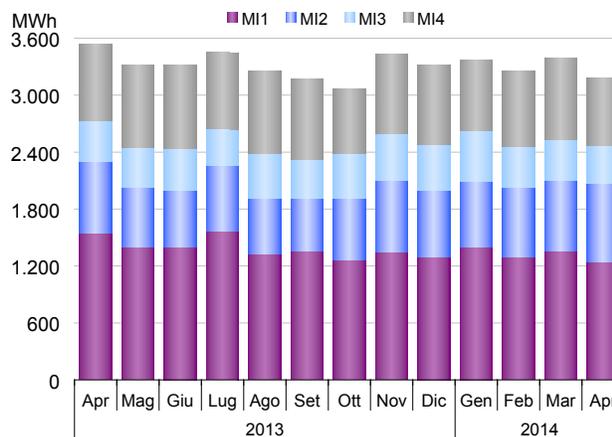
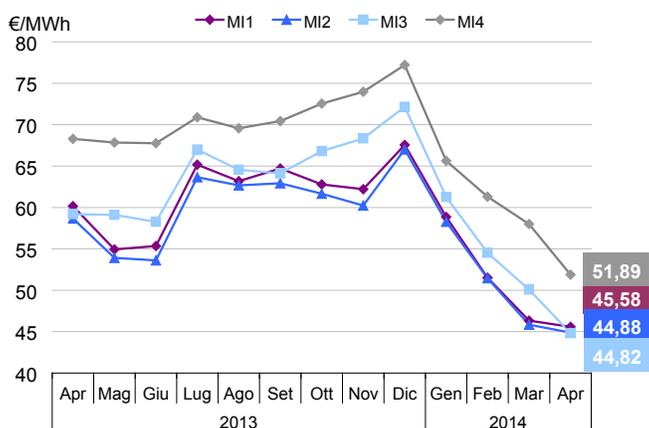


Gráfico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



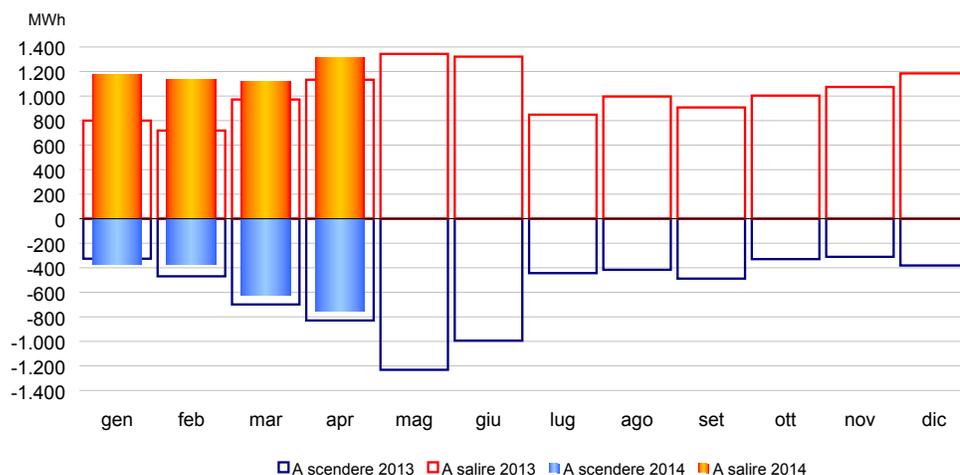
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad aprile, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, in crescita tendenziale da oltre un anno, sono saliti a 946 mila MWh (+16,0%) massimo da luglio 2013; alla terza flessione tendenziale consecutiva,

invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 544 mila MWh (-9,0%), anch'esse ai massimi degli ultimi dieci mesi (Grafico 9).

Grafico 9: 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) si sono registrate 28 negoziazioni in cui si sono scambiati 140 contratti baseload, pari a 1,1 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 40,4 milioni di MWh, in calo del 5,7% rispetto al mese precedente. I prodotti in negoziazione nel mese hanno generalmente registrato

prezzi in calo rispetto al mese precedente (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto Maggio 2014 ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 44,20 €/MWh sul baseload e 51,65 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.090 e 1.346 MW, per complessivi 3,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

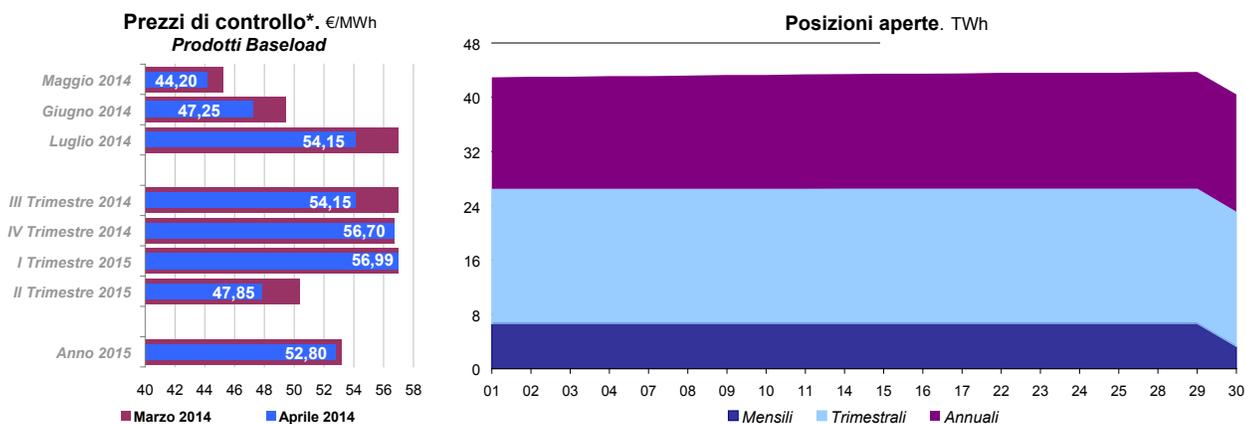
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Maggio 2014	44,20	-2,3%	2	10	-	10	4.090	3.042.960
Giugno 2014	47,25	-4,5%	1	5	-	5	4.091	2.945.520
Luglio 2014	54,15	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2014	54,15	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	54,15	-5,0%	-	-	-	-	3.995	8.820.960
IV Trimestre 2014	56,70	+0,0%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
I Trimestre 2015	56,99	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	47,85	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	52,80	-0,8%	25	125	-	125	1.981	17.353.560
Totale			28	140	-	140		37.944.995
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Maggio 2014	51,65	-1,6%	-	-	-	-	1.346	355.344
Giugno 2014	55,49	-2,7%	-	-	-	-	1.346	339.192
Luglio 2014	60,57	-3,2%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2014	56,78	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	59,09	-3,2%	-	-	-	-	1.351	1.069.992
IV Trimestre 2014	68,26	-3,6%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	71,20	+4,5%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	55,53	-3,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	59,52	-0,9%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		2.475.216
TOTALE			28	140	-	140		40.420.211

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

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e 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 ad aprile 2014, sono state pari a 30,0 milioni di MWh, in crescita tendenziale del 2,5%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 26,7 milioni di MWh, sono aumentate del 4,0%, sostenute principalmente dai contratti non standard (+9,6%). In controtendenza solo i contratti Baseload (-10,4%). In calo le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,3 milioni di MWh (-8,3%) (Tabella 9).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, con un aumento su base annua dello 0,9%, è salita a 16,0 milioni di MWh.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, dopo il calo registrato a marzo, torna a crescere attestandosi a 1,88, in aumento di cinque centesimi sul mese precedente e di tre centesimi rispetto ad una anno fa (Grafico 11).

Nei conti in immissione, i programmi registrati hanno segnato, per il quinto mese consecutivo, un netto rialzo su base annua (+27,3%), attestandosi a 6,3 milioni di MWh; lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti si è invece ridotto dell'11,1%, portandosi a 9,7 milioni di MWh, massimo tuttavia degli ultimi nove mesi. Nei conti in prelievo, in lieve aumento sia i programmi registrati, pari a 12,7 milioni di MWh (+0,9%), che il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,3 milioni di MWh (+0,7%).

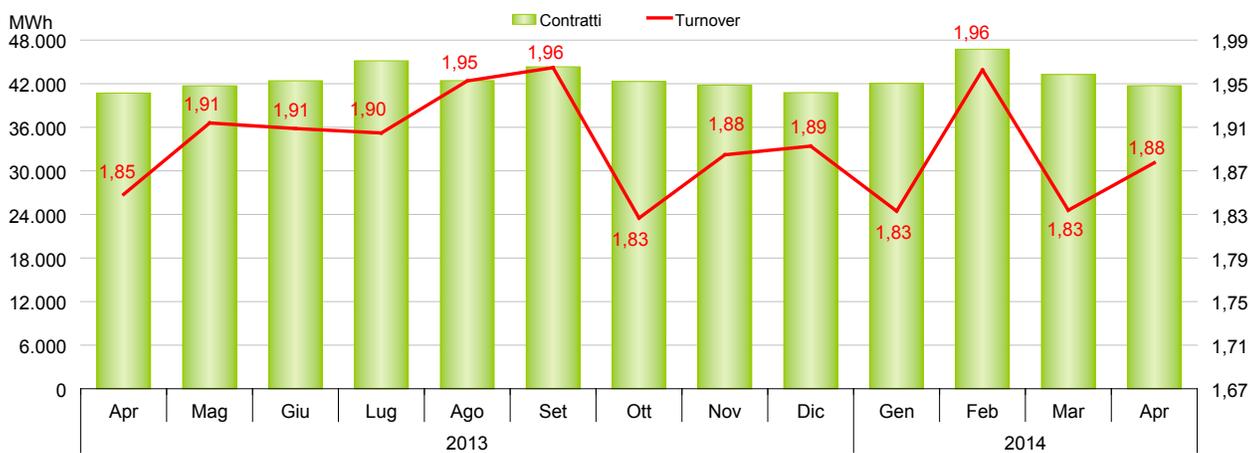
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.187.180	- 10,4%	23,9%	Richiesti	8.936.911	-10,5%	100,0%	12.659.656	+0,9%	100,0%
Off Peak	682.008	+3,4%	2,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.792.650	-30,6%	42,4%	-	-	-
Peak	948.894	+40,1%	3,2%	Rifutati	2.636.145	-47,6%	29,5%	48	-	0,0%
Week-end	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	2.616.767	-47,9%	29,3%	-	-	-
Totale Standard	8.818.082	- 5,8%	29,3%							
Totale Non standard	17.924.073	+9,6%	59,7%	Registrati	6.300.766	+27,3%	70,5%	12.659.608	+0,9%	100,0%
PCE bilaterali	26.742.155	+4,0%	89,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.175.883	+168,5%	13,2%	-	-	-
MTE	3.303.744	- 8,3%	11,0%	Sbilanciamenti a programma	9.702.485	-11,1%		3.343.642	0,7%	
TOTALE PCE	30.045.899	+2,5%	100,0%	Saldo programmi	-	-		6.358.843	-16,2%	
POSIZIONE NETTA	16.003.250	+0,9%	53,3%							

Grafico 11: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del semestre estivo prosegue la flessione della domanda complessiva di gas naturale. Ad aprile, i consumi complessivi segnano una nuova diminuzione su base annua del 15,8% a cui hanno contribuito, in diversa misura, i vari settori di consumo. Nel settore termoelettrico - duramente colpito dalla fase recessiva e spiazzato dalla concorrenza delle rinnovabili - si registra ancora la contrazione più pesante dei consumi (-24,5%), ma anche i settori civile (-17,2%) ed industriale (-2,3%) segnano un arretramento. Sul lato offerta, cala la produzione nazionale (-5,9%), ma aumentano

le importazioni di gas naturale (+3,2%). Le iniezioni di gas naturale nei sistemi di stoccaggio aumentano sensibilmente (+61,3%) favorendo l'incremento delle giacenze a fine mese più che raddoppiate rispetto ad un anno fa.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 3,8 milioni di MWh (pari all'8,8% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento comparto G+1, ad un prezzo di 22,73 €/MWh (-22,6%), in linea con le quotazioni al PSV, che aggiorna per il terzo mese consecutivo il minimo storico.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia, pari a 4.068 milioni di mc, sono diminuiti del 15,8% rispetto allo stesso mese del 2013. Nel settore termoelettrico, che sconta la concorrenza delle rinnovabili favorite da un clima particolarmente mite e ricco di precipitazioni, i consumi scendono a 1.103 milioni di mc (-24,5%), livello tra i più bassi mai registrati. Anche i consumi del settore civile subiscono l'effetto delle miti temperature di aprile segnando un calo del 17,2% e portandosi a 1.830 milioni di mc. I consumi del settore industriale, che nei mesi precedenti avevano dato qualche timido segno di ripresa, tornano a calare del 2,3%, attestandosi a 1.049 milioni di mc. Leggero rialzo, invece, per le esportazioni, pari a 86 milioni di mc (+1,9%). Dal lato offerta, cala la produzione nazionale, pari a 579

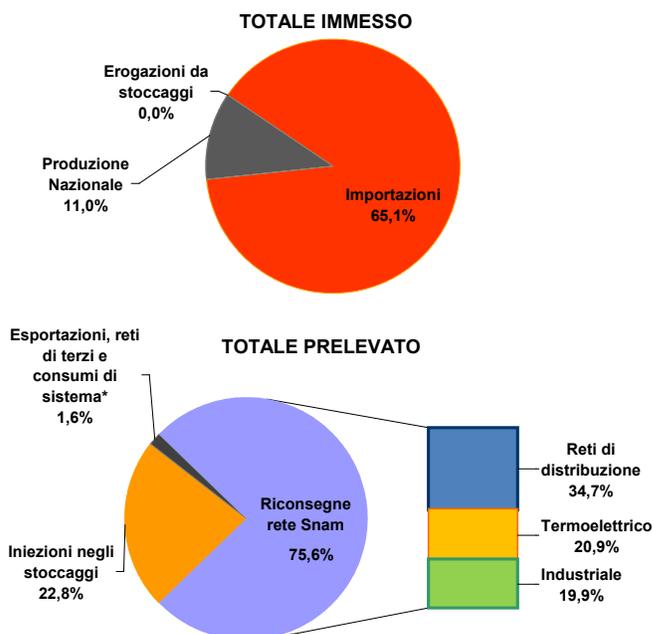
milioni di mc (-5,9%), su livelli tra i più bassi di sempre, mentre aumentano le importazioni di gas naturale, pari a 4.690 milioni di mc (+3,2%). Tra i punti di entrata l'aumento ha interessato le importazioni da Mazara (+28,7%), ma soprattutto quelle del nord Europa da Passo Gries (+135,2%). Si riducono, invece, le importazioni del gas libico da Gela (-36,9%) e dal rigassificatore di Cavarzere (-12,4%), pressoché stabili quelle del gas russo da Tarvisio, pari a 2.632 milioni di mc (-0,2%). Permane ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di Panigaglia. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.201 milioni di mc di gas naturale, in aumento del 61,3% rispetto ad un anno fa; non sono state, invece, registrate erogazioni (erano 413 milioni di mc ad aprile 2013).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.690	49,6	+3,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	801	8,5	+28,7%
Tarvisio	2.632	27,9	-0,2%
Passo Gries	456	4,8	+135,2%
Gela	399	4,2	-36,9%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+1462,0%
Cavarzere (GNL)	402	4,3	-12,4%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	579	6,1	-5,9%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	5.269	55,8	-5,5%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.049	11,1	-2,3%
Termoelettrico	1.103	11,7	-24,5%
Reti di distribuzione	1.830	19,4	-17,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	86	0,9	+1,9%
TOTALE CONSUMATO	4.068	43,1	-15,8%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.201	13	+61,3%
TOTALE PRELEVATO	5.269	55,8	-5,5%

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

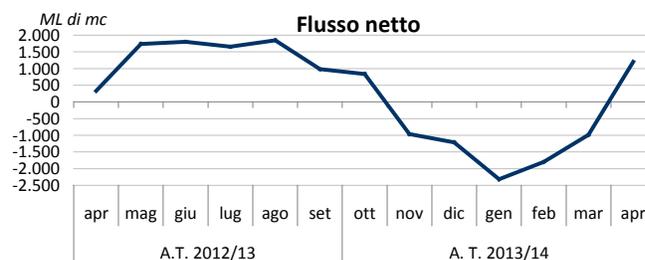
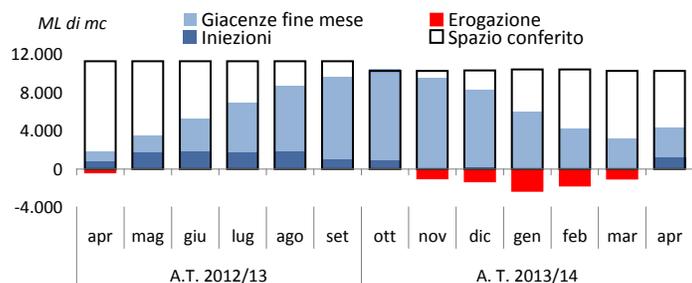
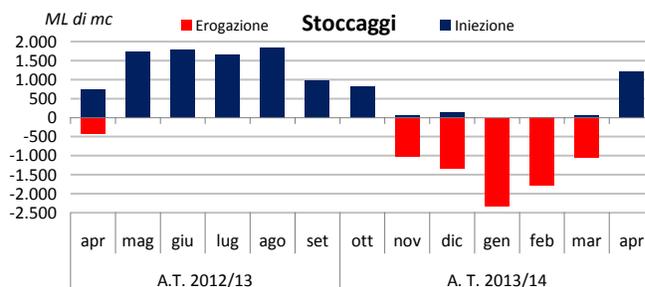
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 4.293 milioni di mc, più che raddoppiata rispetto allo stesso giorno del 2013, livello tra i più alti per il mese di aprile. In aumento anche il rapporto

giacenza/spazio conferito salito a 41,8% (15,5% nel 2013). La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo di 6,57 €/MWh (-22,6%) su base annua, è scesa a 22,50 €/MWh, ai minimi da luglio 2010.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2014)	4.293	+145,8%
Erogazione (flusso out)	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	1.201	+61,3%
Flusso netto	1.201	+261,8%
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	41,8%	+26,3 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad aprile nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,8 milioni di MWh, pari all'8,8% della domanda complessiva di gas naturale (7,3% ad aprile 2013), tutti nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

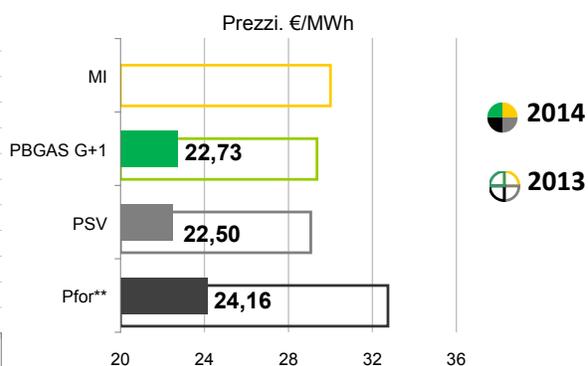
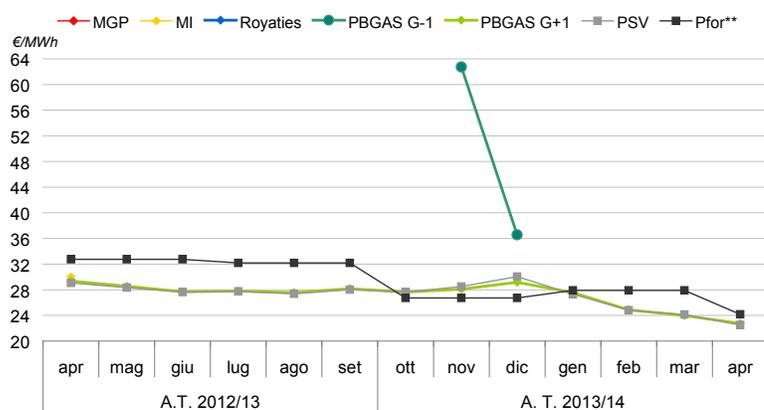
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	(30,00)	-	-	-	(700)
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	-	-	-	-	-
Comparto G+1	22,73	(29,36)	21,60	3.807.753	(3.754.853)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2014-04	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-05	-	-	26,476	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-05	-	-	26,511	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-06	-	-	29,898	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-07	-	-	25,204	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-08	-	-	24,198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,989	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,476	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	28,229	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) - il solo, anche questo mese, a manifestare un'apprezzabile liquidità - dopo tre cali tendenziali consecutivi, segna un ripresa (+1,4%) attestandosi a 3,8 milioni di MWh. Il prezzo medio, al quarto ribasso congiunturale, aggiorna il minimo storico registrato a marzo con 22,73 €/MWh (-22,6%), in linea con le quotazioni registrate al PSV (+23 cent. €/MWh).

Nei 20 giorni, sui 30 di aprile, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,6 milioni MWh, di cui l'81,5%, pari a 2,1 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 22,57 €/MWh in calo del 21,7% su base annua e valore più basso mai registrato. Nei restanti 10 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh, di cui il 51,9% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 23,06 €/MWh (-22,9%), anch'esso al minimo storico.

Complessivamente il 72,4% dei volumi scambiati (2,8 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 27,6% (1,1 milioni MWh) da scambi tra operatori.

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Comparto G-1 della Piattaforma di Bilanciamento.

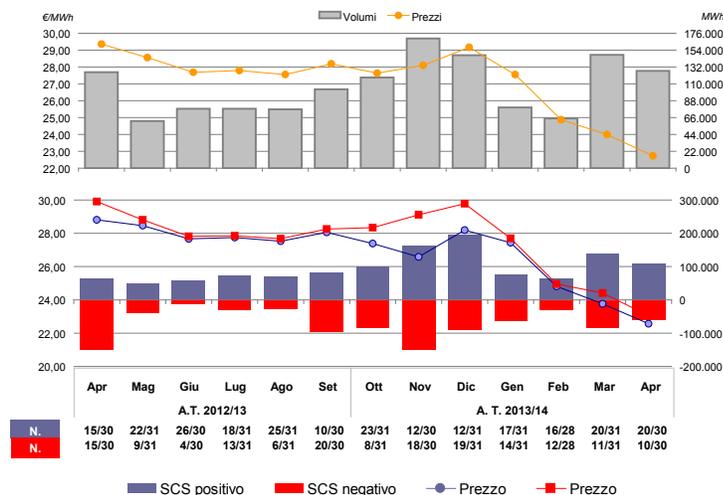
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 20/30	negativo n.giorni 10/30
Prezzo. €/MWh	22,73	(-22,6%)	22,57	23,06
Acquisti. MWh	3.807.753	(+1,4%)	2.637.858	1.169.895
RdB	606.809	(-72,9%)		606.809
Operatori	3.200.944	(+111,7%)	2.637.858	563.086
Vendite. MWh	3.807.753	(+1,4%)	2.637.858	1.169.895
RdB	2.149.587	(+126,8%)	2.149.587	
Operatori	1.658.166	(-40,9%)	488.271	1.169.895

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	47	42	29



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di aprile chiude confermando l'andamento al ribasso mostrato dall'inizio dell'anno dai prezzi rilevati nei principali mercati energetici europei. Tale dinamica interessa le quotazioni spot di Brent e, in misura lieve, l'olio combustibile; risulta, invece, molto più significativa –

soprattutto su base tendenziale – nei prezzi rilevati agli hub del gas e sulle borse elettriche. Tra queste ultime, quella italiana si mantiene ancora tra i suoi valori più bassi mai raggiunti.

Nel mese di aprile il prezzo a pronti del Brent (108,18 \$/bbl) resta sostanzialmente stabile sul livello rilevato a marzo, in linea con il valore medio del quadrimestre appena trascorso, ma in netta ripresa su base tendenziale (+5%). Dinamiche congiunturali opposte fra loro si rilevano nei prezzi spot dei prodotti derivati, con l'olio combustibile in calo (627,93 \$/MT, -2%) e che interrompe l'ascesa intrapresa a febbraio, e il gasolio che registra un lieve incremento (907 \$/MT, +1%). Più omogenee e in linea con il bene di riferimento appaiono, invece, le variazioni mostrate dai derivati petroliferi su base tendenziale, in rialzo del +5, +6%. In ottica futura, i mercati evidenziano per il Brent un effettivo allineamento delle aspettative agli attuali prezzi spot per il prossimo trimestre (107/108 \$/bbl), con una progressiva successiva diminuzione verso i 103 \$/bbl previsti per il 2015.

Lieve ripresa per il prezzo europeo del carbone (76,62 €/MWh) che registra un aumento congiunturale del 2%, dopo quattro mesi di regolari flessioni, mantenendosi comunque allo stesso livello della quotazione sudafricana e, come di consueto, al di sotto del riferimento cinese, quest'ultimo stabile. Molto vicine ai prezzi spot – e sostanzialmente immutate rispetto a marzo – le quotazioni dei prodotti a termine di prossima consegna che si attestano a ridosso dei 76 \$/MT, mentre si distacca in maniera evidente il prezzo del prodotto annuale (81,51 \$/MT), peraltro rivalutato al rialzo. In tale contesto, la confermata crescita tendenziale del cambio dollaro/euro (1,38 \$/€, +6%) – rimasto immutato rispetto al mese scorso – rafforza l'intensità delle variazioni registrate nei prezzi dei combustibili, cambiandone in particolare il segno laddove esse siano positive.

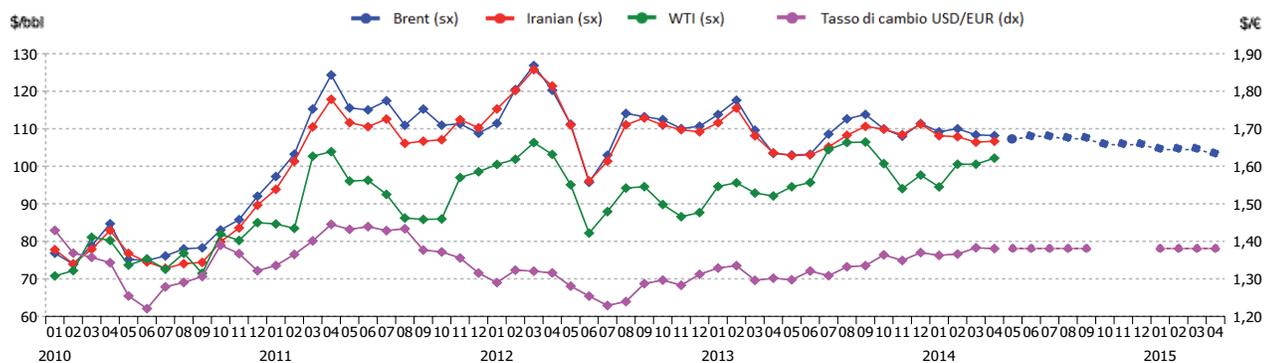
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Apr 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	108,18	- 0 %	+ 5 %	107,58	107,03	- 0 %	108,12	+ 1 %	107,83	-	102,67	+ 1 %
Brent FOB	€/bbl	78,35	- 0 %	- 1 %	-	77,51	-	78,30	-	78,09	-	74,35	-
OLIO COMB.	\$/MT	627,93	- 2 %	+ 6 %	624,04	595,55	- 2 %	605,91	+ 0 %	604,64	-	580,21	+ 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	454,81	- 2 %	+ 0 %	-	431,28	-	438,78	-	437,86	-	420,17	-
GASOLIO	\$/MT	907,00	+ 1 %	+ 5 %	915,50	923,83	+ 1 %	921,83	+ 1 %	920,21	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	656,93	+ 1 %	- 1 %	-	669,00	-	667,55	-	666,38	-	-	-
CARBONE	\$/MT	76,62	+ 2 %	- 8 %	77,50	75,63	+ 0 %	75,40	- 0 %	75,85	-	81,51	+ 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	55,49	+ 2 %	- 13 %	-	54,77	-	54,60	-	54,92	-	59,03	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,38	- 0 %	+ 6 %	-	1,38	- 0 %	1,38	- 0 %	1,38	-	1,38	- 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

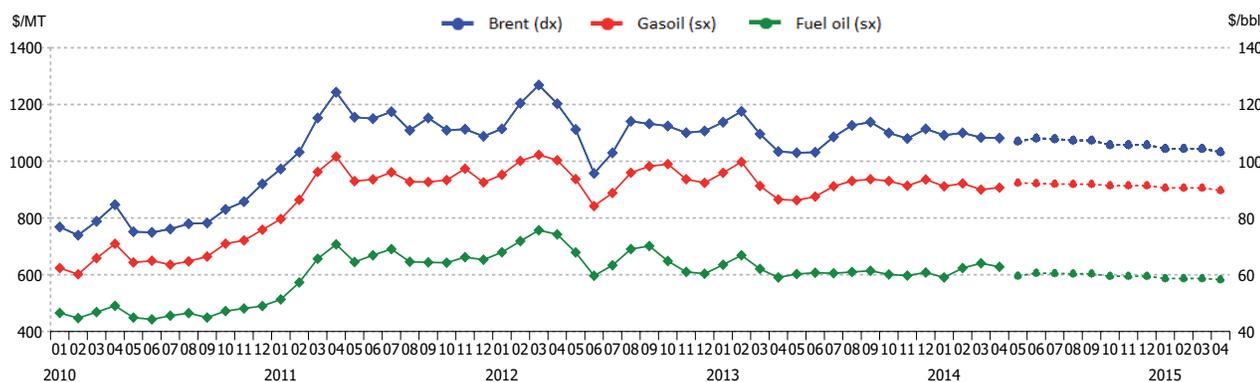
(continua)

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



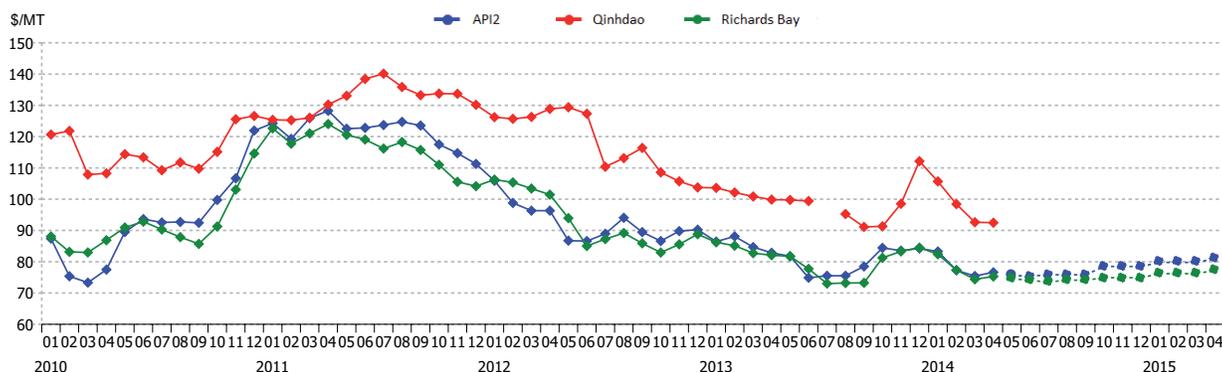
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

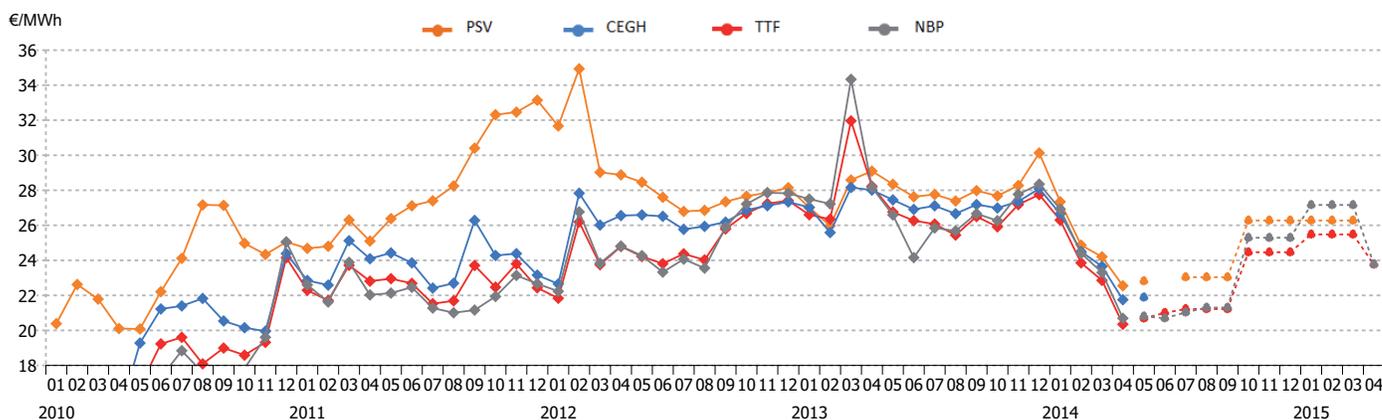
(continua)

I prezzi rilevati nei principali hub del gas continuano la loro incessante discesa registrando ampie flessioni congiunturali, in ragione delle quali si attestano tutti tra i 20/22 €/MWh (-7/-11%) e più intense variazioni su base tendenziale (-22/-28%). Un andamento analogo si osserva al PSV italiano che, giunto a 22,55 €/MWh (-7%), si porta al livello minimo da giugno 2010 e si allontana di circa 7 €/MWh dalla quotazione di aprile

dello scorso anno, mantenendosi sempre al di sopra degli altri riferimenti europei (differenziale PSV-TTF pari a 2,20 €/MWh, in aumento di circa 1 €/MWh). Fortemente riviste al ribasso (-10/-11%), le quotazioni dei prodotti a termine si mantengono sostanzialmente allineate ai prezzi formati sui mercati spot, evidenziando invece una ripresa per il prossimo anno termico (24/25 €/MWh).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Apr 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	22,55	- 7 %	- 23 %	22,95	22,81	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	20,35	- 11 %	- 28 %	21,10	20,69	- 11 %	21,00	-	-	-	24,33	- 3 %
CEGH	AT	21,75	- 8 %	- 22 %	21,95	21,88	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	20,69	- 11 %	- 27 %	21,19	20,80	- 11 %	20,69	- 10 %	21,03	-	24,94	- 3 %



Fonte: Thomson-Reuters

Analogamente al ribasso si rileva anche sui prezzi spot delle principali borse elettriche europee, pressoché stabili rispetto al mese precedente, ma soggetti a importanti cali tendenziali (-16/-44%). In particolare, Francia (33,73 €/MWh, -5%) e Germania (31,26 €/MWh, +1%) accorciano ulteriormente la distanza reciproca (differenziale in calo di oltre 2 €/MWh), mentre l'Italia si attesta a 45,76 €/MWh, al

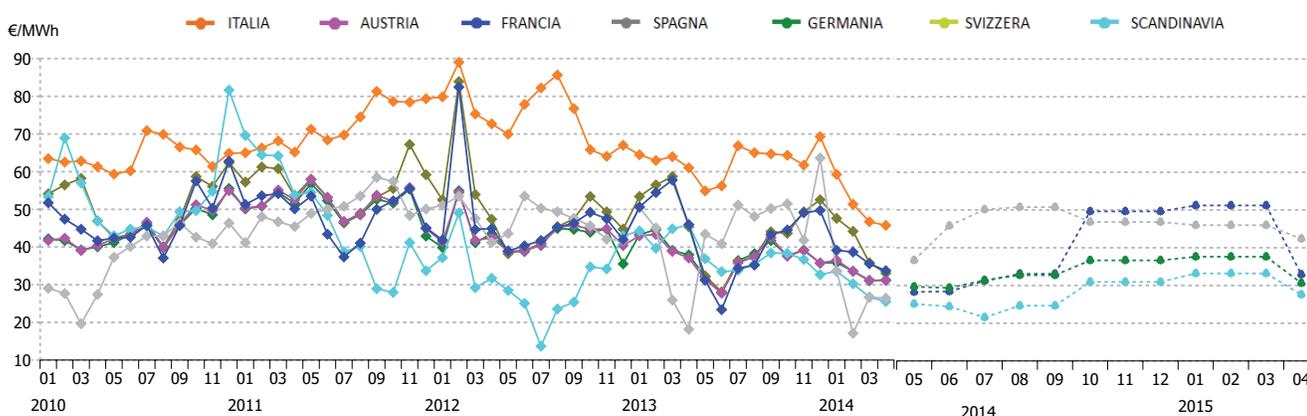
quarto calo congiunturale consecutivo (-2%) e sui valori più bassi raggiunti dall'avvio del mercato. Assorbono le dinamiche dei prezzi spot quelli dei prodotti a termine che, in generale calo rispetto al mese scorso (-3/-6%), segnalano per il 2015 uno spread tra Italia e Francia prossimo a 11 €/MWh, livello decisamente inferiore ai valori storicamente osservati.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Apr 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	45,76	- 2 %	- 25 %	47,25	45,06	- 6 %	48,96	- 6 %	54,78	-	52,76	- 4 %
FRANCIA	33,73	- 5 %	- 27 %	31,50	28,28	- 3 %	28,42	- 4 %	31,19	-	42,08	-
GERMANIA	31,26	+ 1 %	- 18 %	29,72	29,66	- 3 %	29,37	- 4 %	31,38	-	34,44	-
SPAGNA	26,44	- 1 %	+ 46 %	25,25	36,68	- 4 %	45,80	- 3 %	50,11	-	46,98	-
AREA SCANDINAVA	25,52	- 5 %	- 44 %	26,75	25,11	- 3 %	24,45	- 5 %	21,55	-	29,73	-
AUSTRIA	31,13	- 0 %	- 16 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	33,05	- 8 %	- 27 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



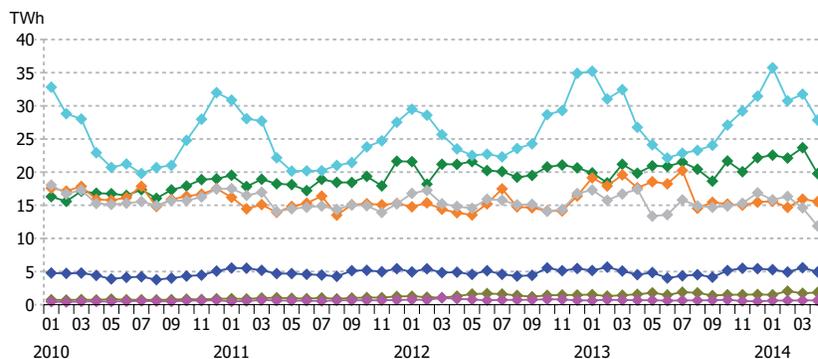
Lato volumi, Nord Pool, in virtù dei suoi 27,8 TWh, si conferma la borsa elettrica più capiente, mostrando un aumento tendenziale del 4%. In lieve crescita anche gli scambi nell'area franco-tedesca (25 TWh circa), più vicini ai livelli scandinavi,

come usuale in questa parte dell'anno. Risultano, invece, soggette a forti ribassi tendenziali l'Italia e la Spagna (-12/-32%), attestate rispettivamente a 15,5 TWh e 12 TWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Apr 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,5	- 2 %	- 12 %
FRANCIA	5,0	- 11 %	+ 9 %
GERMANIA	19,8	- 17 %	- 0 %
SPAGNA	11,9	- 19 %	- 32 %
AREA SCANDINAVA	27,8	- 12 %	+ 4 %
AUSTRIA	0,7	- 1 %	- 3 %
SVIZZERA	1,8	+ 7 %	+ 18 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 295.291 TEE, in diminuzione rispetto ai 500.989 TEE scambiati a marzo. Dei 295.291 TEE: sono stati scambiati 82.972 TEE di Tipo I, 151.996 TEE di Tipo II, 18.549 TEE di Tipo II CAR, e 41.774 TEE di Tipo III. Rispetto al mese di marzo, si registra una diminuzione dei prezzi medi pari a 20,69% per la Tipologia I, 19,98% per la Tipologia II, 18,70% per la Tipologia II CAR e del 20,87 per la Tipologia III. Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di

109,30 € (rispetto a 137,81 € di marzo), i titoli di Tipo II ad una media di 108,99 € (rispetto a € 136,21 del mese scorso), i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 108,92 € (rispetto a 133,98 € di marzo), i titoli di Tipo III ad una media di 108,13 € (rispetto a 136,65 € di marzo). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.691.638 (626.530 di Tipo I, 1.354.267 di tipo II, 234.665 di Tipo II CAR, 275.880 di Tipo III e 296 di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 26.683.464. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di aprile 2014.

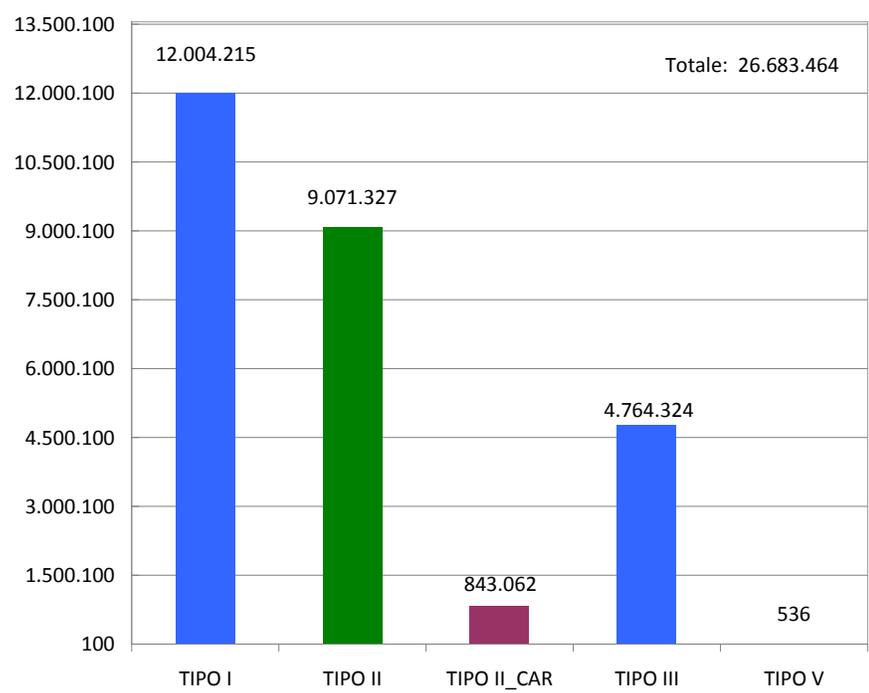
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	82.972	151.996	18.549	41.774
Valore Totale (€)	9.068.836,90	16.565.599,38	2.020.289,05	4.516.868,33
Prezzo minimo (€/TEE)	101,10	100,00	106,30	101,00
Prezzo massimo (€/TEE)	115,40	116,00	115,00	115,20
Prezzo medio (€/TEE)	109,30	108,99	108,92	108,13

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine aprile 2014 (dato cumulato)

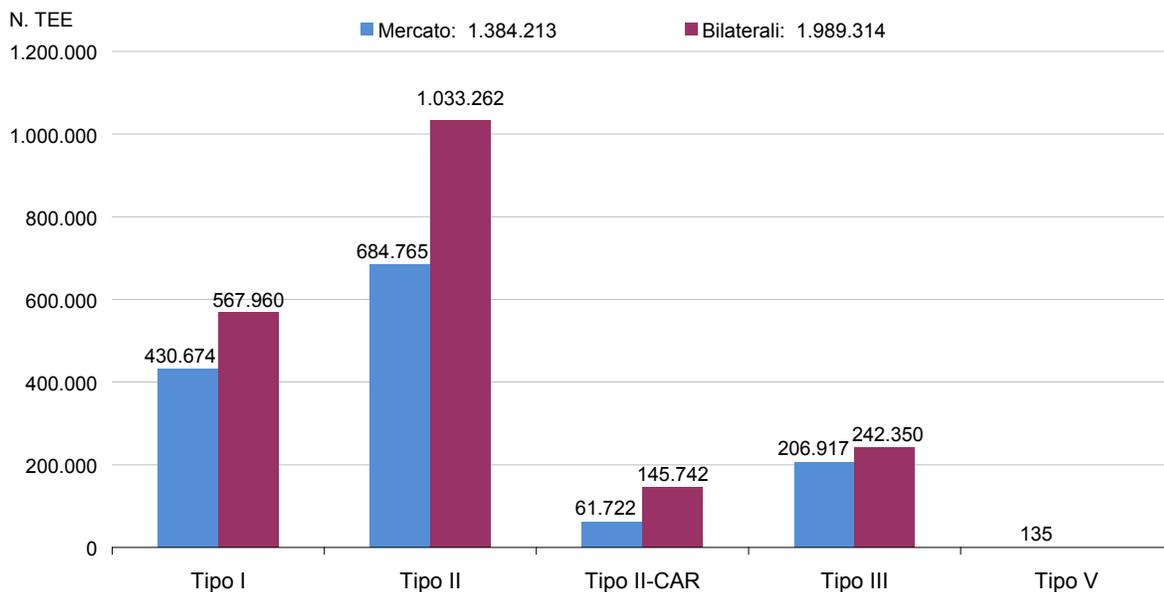
Fonte: GME



(continua)

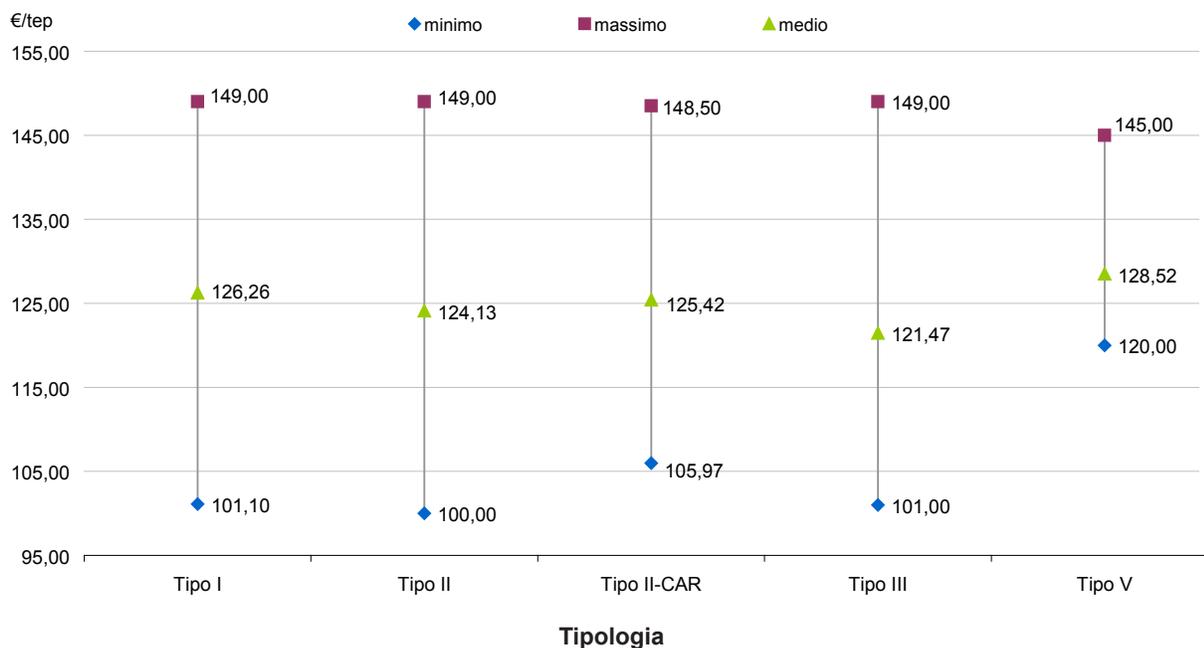
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2014)

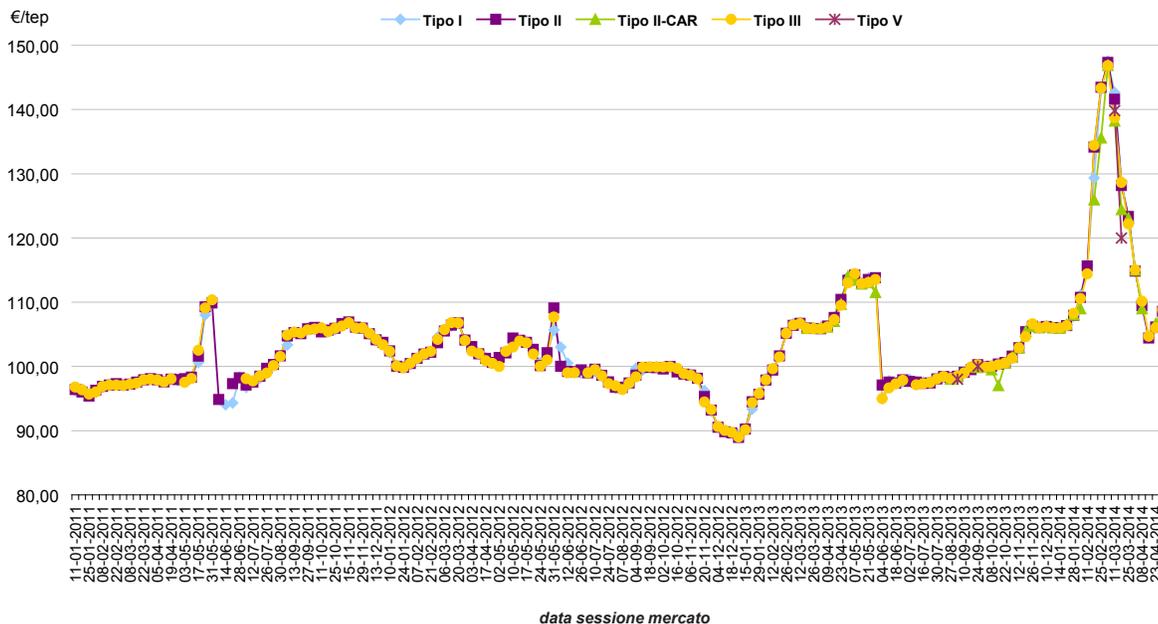
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

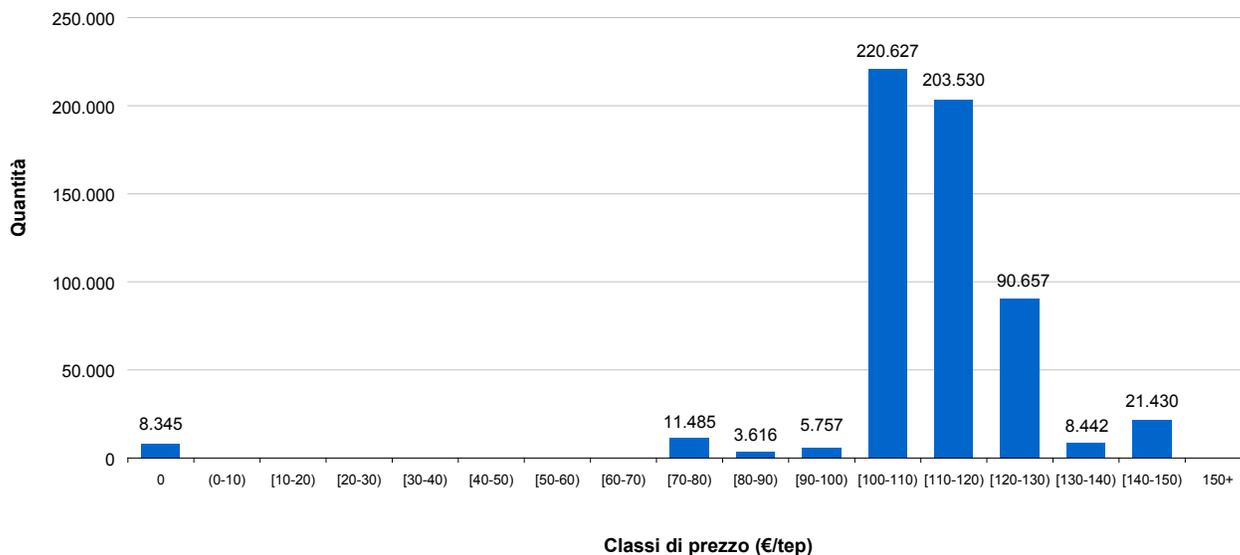


Nel corso del mese di aprile 2014 sono stati scambiati 573.889 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 109,85 €/tep (130,11 €/tep lo scorso marzo),

minore di 0,90 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 108,95 €/tep (136,67 €/tep a marzo). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - aprile 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di aprile 2014 sono stati scambiati 612.035 CV in aumento rispetto ai 581.378 CV scambiati nel mese di marzo.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2013 IV Trim, con un volume pari a 350.629 certificati (contro gli 433.710 CV IV Trim di marzo), dei CV 2014 I Trim, con 137.918 titoli per la prima volta sul mercato, dei CV 2013 III Trim, con una quantità pari a 75.448 titoli (60.759 CV 2013 III Trim a marzo), dei CV 2012, con un volume pari a 19.398 CV (29.845 CV 2012 i titoli quotati nel mese di marzo) e dei CV 2013 I Trim, con un numero di certificati scambiati pari a 14.411 certificati (18.288 CV 2013 I Trim i CV scambiati lo scorso mese).

Seguono i CV con anno di riferimento 2013 II Trim con una quantità di titoli presente sul mercato pari a 13.230 CV (38.267 i CV 2013 II Trim, a marzo) e i CV 2012 TRL, con 1.001 certificati quotati (500 CV 2012 TRL a marzo).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel mese di aprile, è stato osservato un prezzo medio pari a 94,61 €/MWh per i CV 2014 I Trim (quotati per la prima volta) e un trend in aumento rispetto al mese precedente per tutti gli altri

certificati presenti sulla piattaforma.

Infatti, i CV 2013 III Trim hanno registrato un prezzo medio pari rispettivamente a 89,56 €/MWh in aumento rispetto al mese precedente di 0,88 €/MWh; i CV 2013 IV Trim hanno registrato un aumento pari a 0,73 €/MWh (89,33 €/MWh il prezzo medio ad aprile); per i CV 2012 l'aumento registrato è stato pari a 0,55 €/MWh e con un prezzo medio pari a 89,32 €/MWh. Seguono i CV 2012_TRL con un aumento pari a 0,99 €/MWh (89,28 €/MWh il prezzo medio registrato ad aprile), i CV 2013 I Trim con un aumento pari a 0,42 €/MWh (89,21 €/MWh il prezzo medi ad aprile) e, infine i CV 2013 II Trim con un aumento del prezzo medio pari a 0,44 €/MWh (89,23 €/MWh il prezzo medio registrato nel mese di aprile).

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di aprile 2014.

(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.

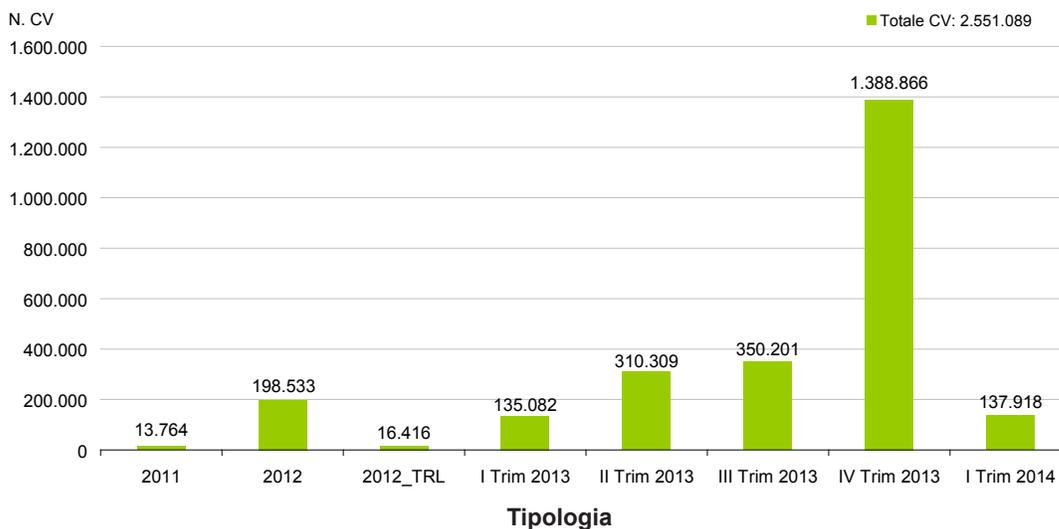
CV, risultato del mercato GME - aprile 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento						
	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	I Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	19.398	1.001	14.411	13.230	75.448	350.629	137.918
Valore Totale (€)	1.732.661,60	89.369,01	1.285.622,49	1.180.523,74	6.756.867,17	31.320.258,94	13.048.759,98
Prezzo minimo (€/CV)	88,70	89,01	88,12	88,70	88,70	88,80	92,53
Prezzo massimo (€/CV)	90,00	89,28	89,61	89,90	89,90	90,00	95,45
Prezzo medio (€/CV)	89,32	89,28	89,21	89,23	89,56	89,33	94,61

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

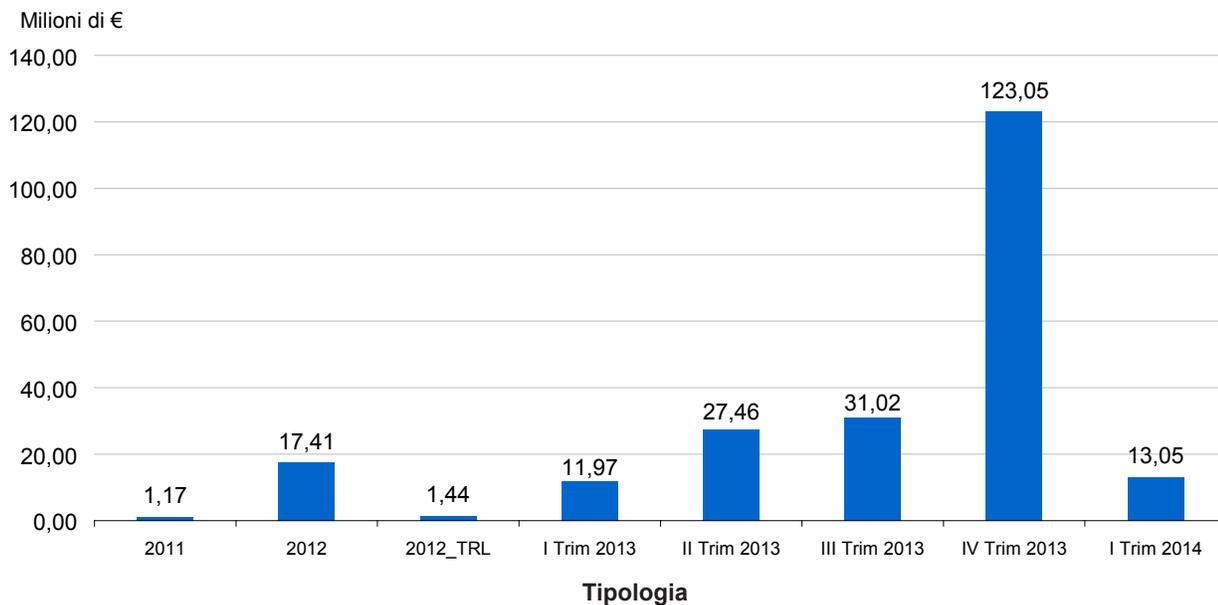
Fonte: GME



(continua)

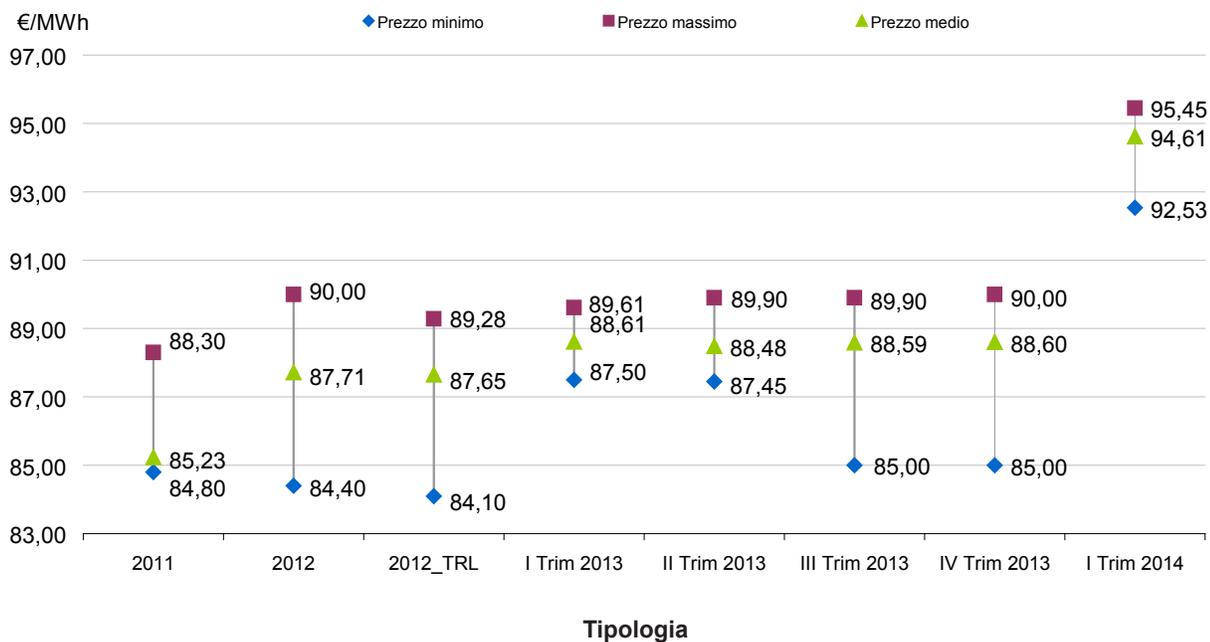
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di aprile 2014 sono stati scambiati 1.689.209 CV, delle varie tipologie, attraverso contratti bilaterali (7.676.325 CV il mese scorso).

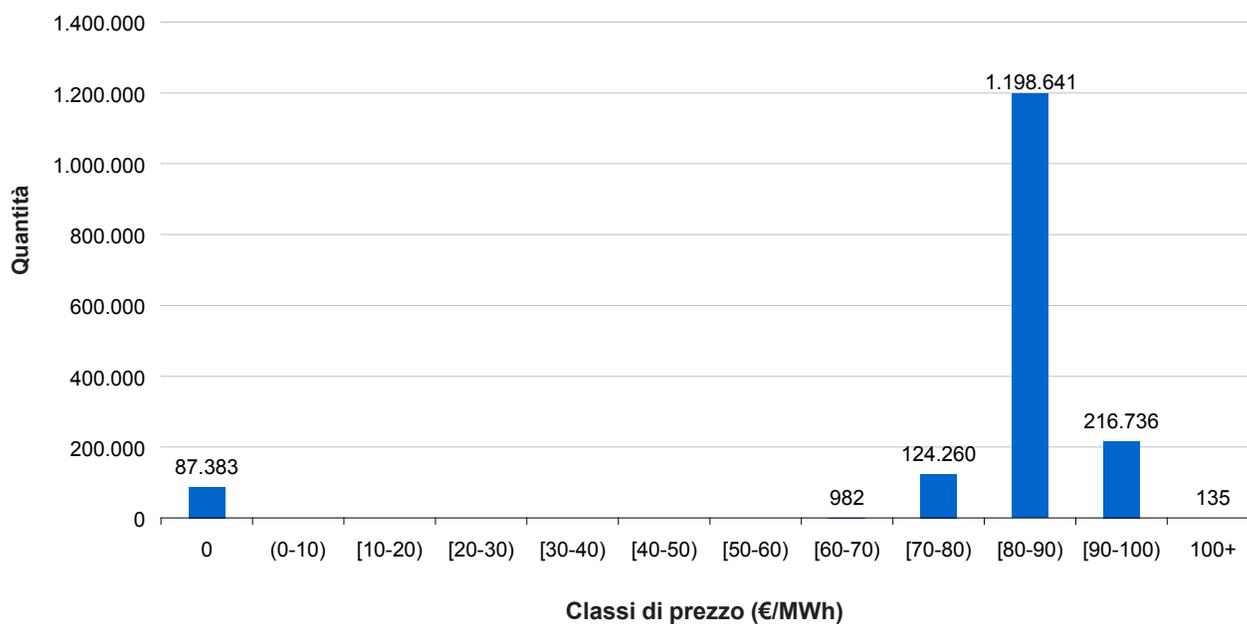
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di aprile, è stata pari a 82,66 €/MWh, minore

di 7,88 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (90,54 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - aprile 2014

Fonte: GME



IL MERCATO UNICO DEL BILANCIAMENTO

di Virginia Canazza, Claudia Checchi, Michele Dalena - REF-E

(continua dalla prima)

L'integrazione e armonizzazione a livello europeo dei mercati del bilanciamento nazionali è in questo senso un passaggio fondamentale all'interno del più ampio processo di creazione di un mercato unico europeo dell'energia elettrica. Tuttavia soltanto di recente il tema del corretto disegno di un mercato del bilanciamento europeo integrato ha assunto una vera e propria autonomia. Non a caso le Linee Guida di ACER in tema di Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, la cui versione finale è stata pubblicata a luglio 2011, trattano la questione dell'integrazione, del coordinamento e dell'integrazione dei mercati per tutti gli orizzonti rilevanti ai fini degli scambi di energia elettrica (giorno prima, infragiornaliero e lungo termine) fatta eccezione per il tempo reale. Nonostante l'estrema rilevanza del coordinamento tra mercato del bilanciamento e mercato infragiornaliero, ACER ha dunque preferito affrontare il tema del bilanciamento in specifiche Linee Guida, quelle in tema appunto di Electricity Balancing la cui versione finale è stata pubblicata a settembre 2012.

Come previsto dalla procedura di definizione dei Codici di Rete, e dopo più di un anno di lavori, ENTSO-E ha approvato qualche mese fa un draft finale di Codice che trovava il consenso di tutti i TSO europei. Tuttavia, questo draft non ha superato il giudizio di compatibilità con le Linee Guida e non può quindi entrare nella fase di comitology necessaria affinché diventi giuridicamente vincolante. Si allungano quindi i tempi per la definizione di questo importante tassello del mercato unico.

I principali elementi del Codice di Rete di ENTSO-E

Oggetto centrale del Codice di Rete europeo in tema di Electricity Balancing è la definizione di principi comuni per l'approvvigionamento, l'attivazione e il settlement delle riserve di capacità e dell'energia di bilanciamento, con una distinzione tra servizi di contenimento di frequenza¹, servizi di ripristino della frequenza² e riserva di sostituzione³.

Come primo obiettivo vi è quello di utilizzare metodologie di mercato, almeno per i prodotti compatibili, in tutti i sistemi. Ma questo è solamente il punto di partenza. L'obiettivo ultimo è infatti quello di arrivare a costruire un vero e proprio mercato unico del bilanciamento. Obiettivo quindi piuttosto ambizioso, e rispetto al quale sono previsti diversi passaggi intermedi.

In primo luogo è prevista una prima fase di integrazione regionale, in cui uno o più TSO formano le cosiddette Coordinated Balancing Area (CoBA); tutti i TSO dovranno poi cooperare per promuovere l'ampliamento e l'unione delle CoBA, al fine di realizzare la completa integrazione regionale e europea. Una CoBA deve avere come requisito minimo quello di prevedere lo scambio dell'energia di bilanciamento attraverso almeno un prodotto standardizzato o attivando la procedura di netting, con la possibilità quindi per un TSO di formare CoBA diverse per prodotti diversi.

I modelli di integrazione sono basati sulla creazione di un ordine di merito comune, attraverso la condivisione e scambio delle offerte degli operatori, sulla base del quale i singoli TSO possono attivare le risorse necessarie sulla loro area (modello TSO-TSO multilaterale). Nel tempo dovrebbe ampliarsi il numero dei servizi gestiti attraverso il modello multilaterale e le CoBA gestite congiuntamente, fino appunto all'integrazione completa che dovrebbe contemplare poche eccezioni. L'integrazione si realizza inoltre anche attraverso l'armonizzazione delle principali caratteristiche di calcolo degli sbilanciamenti, dei relativi prezzi, e del periodo di settlement. Entro un anno dall'entrata in vigore del Codice di Rete i TSO dovranno formulare una proposta per la definizione di prodotti standardizzati, inclusi quelli che prevedono la partecipazione della domanda, dei sistemi di energy storage e dei produttori rinnovabili (anche in forma aggregata). Ogni TSO potrà comunque definire e utilizzare prodotti specifici attraverso una richiesta da sottoporre all'approvazione dell'autorità di regolazione nazionale competente, purché:

- i prodotti standardizzati non siano sufficienti per gestire il bilanciamento e rispettare la sicurezza operativa o per assicurare la partecipazione di tutte le possibili risorse di bilanciamento;

- i prodotti specifici non diano luogo a significative inefficienze e distorsioni nei mercati nazionali o nelle CoBA.

Uno dei punti di maggiore interesse è la necessità di definire le tempistiche di gate closure in relazione ai prodotti aventi come sottostante l'energia, ossia il momento oltre il quale l'aggiornamento delle offerte non sarà in generale più consentito; le gate closure:

- dovranno essere successive ai tempi di gate closure dei mercati infragiornalieri transfrontalieri nel caso dei servizi di bilanciamento ad attivazione manuale;

- potranno precedere i tempi di gate closure dei mercati infragiornalieri transfrontalieri nel caso dei servizi di bilanciamento ad attivazione automatica.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento dei diversi prodotti vengono elencate una serie di regole. Innanzitutto, per l'approvvigionamento delle riserve di capacità in comune con un altro TSO vengono richiamati i limiti per lo scambio e la condivisione delle riserve di capacità del Codice di Rete in tema di Load-Frequency Control and Reserves, senza individuare uno specifico metodo di pricing da ritenere più adeguato. Le riserve di capacità potranno essere inoltre contrattualizzate per un periodo massimo di un anno e con un anticipo di massimo un anno rispetto alla loro fornitura, a meno di una specifica approvazione regolatoria.

IL MERCATO UNICO DEL BILANCIAMENTO

(continua)

I TSO di una CoBA, per lo scambio di riserve di capacità, dovranno sottomettere tutte le offerte di riserve di bilanciamento per prodotti standardizzati in una funzione di ottimizzazione dell'approvvigionamento comune affinché la loro selezione minimizzi i costi complessivi di approvvigionamento nel rispetto dei vincoli di sicurezza operativa. Per l'approvvigionamento dell'energia di bilanciamento, viene individuato come metodo di pricing più adeguato quello del pay-as-bid, prevedendo come nel caso delle riserve di capacità la creazione di una funzione di ottimizzazione dell'approvvigionamento comune per ogni CoBA. L'attivazione delle offerte di energia di bilanciamento dall'ordine di merito comune (separato per l'energia di bilanciamento a salire e a scendere) deve comunque assicurare l'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse di bilanciamento e delle infrastrutture di trasmissione e la minimizzazione dei costi di bilanciamento rispetto dei vincoli di sicurezza operativa, tenuto conto anche dei limiti e delle restrizioni per lo scambio dell'energia di bilanciamento fissati nel Codice di Rete in tema di Load-Frequency Control and Reserves e i vincoli di rete.

L'opinion di ACER

Pur riconoscendo lo sforzo compiuto da ENTSO-E per la definizione di un quadro per la cooperazione tra TSO a supporto dell'integrazione prima regionale e poi europea dei mercati del bilanciamento nazionali, nell'Opinion di fine marzo scorso ACER ha giudicato il Codice di Rete in numerosi aspetti, anche di dettaglio, non in linea con le corrispondenti Linee Guida e gli obiettivi in esso indicati.

Limitandosi in questa sede agli aspetti principali, ACER ha in primo luogo rilevato come il Codice di Rete non rispetti pienamente le tempistiche di implementazione, con la conseguente introduzione di un quadro giuridicamente non vincolante basato su un approccio volontario alla creazione di un mercato unico europeo del bilanciamento. A partire dalla sua entrata in vigore, il Codice di Rete prevede infatti che i modelli di integrazione regionale debbano essere implementati entro:

- due anni e sei mesi nel caso della riserva di sostituzione;
- quattro anni nel caso dei servizi di ripristino della frequenza ad attivazione manuale;
- quattro anni nel caso dei servizi di ripristino della frequenza ad attivazione automatica;
- due anni nel caso delle procedure di netting degli sbilanciamenti.

Le Linee Guida di ACER fissano invece queste tempistiche a soli due anni nel primo caso, mentre negli altri tre casi non vi è difformità del Codice di Rete rispetto alle Linee Guida. Diversamente dal caso dei modelli di integrazione regionale, per i modelli di integrazione europea non sono inoltre previste nel Codice di Rete delle precise tempistiche entro cui deve avvenire l'implementazione, ma soltanto le tempistiche entro cui i TSO devono comunemente sviluppare le proposte di

quadri attuativi⁴. Le Linee Guida prevedono però che i modelli di integrazione europea debbano essere implementati entro sei anni dall'entrata in vigore del Codice di Rete nei casi della riserva di sostituzione e dei servizi di ripristino della frequenza ad attivazione manuale, così come nel caso dei servizi di ripristino della frequenza ad attivazione automatica se non diversamente stabilito dalle autorità di regolazione nazionali. Per ACER tutte le tempistiche di implementazione dovrebbero tra l'altro fare riferimento ad una data presunta di entrata in vigore del Codice di Rete fissata nel settembre 2015.

Un secondo importante aspetto di non conformità con le Linee Guida rilevato da ACER è rappresentato dalla scarsa ambizione del Codice di Rete riguardo l'armonizzazione e standardizzazione degli elementi fondamentali ai fini della creazione di un mercato unico europeo del bilanciamento. Tra questi elementi ACER individua in particolare l'adeguatezza degli incentivi per i partecipanti al mercato affinché bilancino le proprie posizioni e contribuiscano a bilanciare il sistema elettrico e l'efficienza delle azioni di bilanciamento intraprese dai TSO. Per ACER infatti solo gli sbilanciamenti successivi al gate closure dei mercati infragiornalieri transfrontalieri dovrebbero essere bilanciati dai TSO nell'orizzonte temporale proprio del mercato del bilanciamento. Sotto questo aspetto ACER nota come il Codice di Rete non rispetti il tempo massimo di un'ora per il gate closure stabilito nelle Linee Guida, oltre a consentire ai TSO di bilanciare il sistema elettrico nell'orizzonte temporale proprio del mercato infragiornaliero e di fissare dei tempi di gate closure per ciascuno dei prodotti standardizzati per l'energia di bilanciamento precedenti rispetto a quelli dei mercati infragiornalieri transfrontalieri, con una conseguente sovrapposizione tra mercati infragiornalieri e mercati del bilanciamento. ACER nota anche come il fabbisogno di servizi di bilanciamento possa essere significativamente ridotto attraverso un più chiaro obbligo per tutti i TSO di implementare e utilizzare delle procedure di netting degli sbilanciamenti e di stabilire un quadro armonizzato per il settlement degli sbilanciamenti.

Infine, per ACER il Codice di Rete non consente di migliorare in modo significativo la concorrenza nei mercati del bilanciamento attraverso una sufficiente standardizzazione dei prodotti e disposizioni che favoriscano la partecipazione di risorse di bilanciamento flessibili inclusi i produttori rinnovabili e la domanda.

Da questo punto di vista, ACER rileva come la possibilità di approvvigionare le riserve di bilanciamento con periodi di contrattualizzazione lunghi e in anticipo rispetto al tempo di consegna, così come la possibilità di un approvvigionamento non separato per le riserve di capacità a salire e a scendere non debbano essere di ostacolo alla partecipazione ai mercati del bilanciamento da parte delle risorse flessibili e rinnovabili.

IL MERCATO UNICO DEL BILANCIAMENTO

(continua)

Inoltre, mente le Linee Guida richiedono che i TSO approvvigionino le riserve di capacità quanto più possibile nel breve periodo, il Codice di Rete consente invece che queste riserve possano essere approvvigionate fino a due anni prima rispetto al periodo di consegna, come in caso di contratti annuali stipulati un anno prima della consegna. Per ACER un approvvigionamento di breve periodo dovrebbe invece ridurre il fabbisogno di servizi di bilanciamento e aumentare anche la concorrenza tra partecipanti al mercato e dunque nel Codice di Rete deve essere riaffermato il principio di un approvvigionamento quanto più possibile di breve periodo, lasciando soltanto la possibilità di un limitato approvvigionamento di lungo periodo purché ne sia dimostrata la maggiore efficienza economica e purché sia approvato dalle autorità di regolazione nazionali.

L'integrazione a livello europeo dei mercati della riserva e del bilanciamento è una priorità nel medio periodo in un sistema ad alta penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti; infatti diventano indispensabili la riserva, la flessibilità e i servizi per

la risoluzione delle congestioni e dei vincoli di rete a livello locale forniti dalle risorse programmabili per il bilanciamento del carico residuo. Di conseguenza si riduce la concorrenzialità dei mercati della riserva e del bilanciamento e aumentano gli oneri per il sistema legati ai costi delle attività di dispacciamento. L'integrazione dei mercati del bilanciamento può consentire una più efficiente allocazione delle risorse di riserva e flessibilità, una riduzione della domanda di bilanciamento anche grazie a un'implicita autoregolazione se il sistema è più ampio, ed una migliore valorizzazione delle risorse necessarie alla sicurezza, favorendo nuove opportunità per gli impianti in grado di erogare i servizi di flessibilità. Tuttavia arduo è ancora il processo in corso perché accanto alle problematiche ancora da risolvere per ottenere un disegno coerente e delle regole condivise, è necessario omogeneizzare criteri e prassi di dispacciamento molto eterogenei fra paesi, nonché chiarire in concreto le modalità per un'implementazione effettiva (per esempio definire i flussi informativi fra i TSO e gli operatori, elaborare sistemi di controllo automatico su sistema esteso, ecc.).

¹ Le riserve per il contenimento della frequenza sono caratterizzate da attivazione generalmente automatica e locale e tempi di attivazione di massimo 30 secondi. Queste riserve hanno la finalità di contenere la continua deviazione della frequenza dal valore nominale e quando attivate ristabiliscono il bilanciamento tra generazione e carico in corrispondenza di un livello di frequenza diverso da quello nominale. Nel sistema italiano la riserva per il contenimento della frequenza corrisponde sostanzialmente alla riserva primaria.

² Le riserve per il ripristino della frequenza sono caratterizzate da attivazione centralizzata e indifferentemente automatica o manuale, con tempi di attivazione di massimo 15 minuti. Queste riserve hanno la finalità di riportare frequenza esattamente al valore nominale dopo il verificarsi di un improvviso sbilanciamento del sistema. Nel sistema italiano queste riserve di fatto corrispondono alla riserva secondaria ed alla terziaria pronta.

³ Le riserve di sostituzione sono caratterizzate da tempi di attivazione compresi tra 15 minuti e 1 ora e sono finalizzate a ripristinare i richiesti margini di riserva in previsione di un successivo sbilanciamento del sistema. Nel sistema italiano l'equivalente di queste riserve è essenzialmente la riserva terziaria di sostituzione.

⁴ Queste tempistiche corrispondono più esattamente a cinque anni dall'entrata in vigore del Codice di Rete nel caso della riserva di sostituzione e dei servizi di ripristino della frequenza ad attivazione sia manuale che automatica e a quattro anni dall'entrata in vigore del Codice di Rete nel caso delle procedure di netting degli sbilanciamenti.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 180/2014/R/eel** | “Revisione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)” | pubblicato il 17 aprile 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/180-14.jsp>

Nell'ambito della gestione delle procedure di *settlement* fra TERNA e gli Utenti del Dispacciamento (nel seguito: UdD), con il DCO in oggetto, l'AEEG sottopone alla valutazione degli operatori del settore elettrico alcune proposte di modifica all'Allegato A della deliberazione ARG/elt 107/09 (di seguito: Testo Integrato *Settlement* / TIS) funzionali a:

a) rivedere le tempistiche di perfezionamento delle sessioni di *settlement* mensile con l'obiettivo di allinearsi alle disposizioni previste a regime ai sensi dell'Art. 22 del medesimo TIS;

b) minimizzare i rischi connessi ad una non corretta gestione delle attività eseguite dalle imprese distributrici e da Terna finalizzate al perfezionamento delle sessioni semestrali di conguaglio.

Con riferimento al primo punto, le attuali disposizioni del TIS prevedono l'applicazione di disposizioni transitorie in tema di tempistiche di determinazione e liquidazione delle partite economiche del *settlement* mensile fra TERNA e gli UdD che consentono lo svolgimento di tali attività secondo un lasso temporale più esteso. Ciò premesso, stante il trasferimento nel corso del 2013, di alcune attività di *settlement* al Sistema Informativo Integrato (SII) e la parallela conclusione da parte del Gestore di rete di un importante progetto di miglioramento e ottimizzazione dei propri sistemi informativi, il Regolatore ritiene che siano di fatto maturate le condizioni per rivedere le predette tempistiche transitorie e per migliorare, quindi, le attuali procedure per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di *settlement* mensile e delle successive sessioni di conguaglio.

In relazione al secondo punto indicato, anche a seguito di alcune criticità riscontrate nel 2013 relativamente alla gestione delle sessioni di conguaglio, sta emergendo la necessità di rivedere gli obblighi informativi previsti ed il ruolo degli UdD nell'ambito delle sessioni di conguaglio semestrale. Sulla base delle proposte contenute nel DCO, l'Autorità intende pertanto conseguire la definizione di un quadro regolatorio efficace volto a dare certezza ai soggetti coinvolti in merito alla determinazione delle partite fisiche ed economiche risultanti da rettifiche di dati di *settlement* e/o da rettifiche tardive, nell'ambito delle sessioni semestrali di conguaglio (le c.d. SEM 1 e SEM 2). Segnatamente, l'AEEG propone la possibilità per gli UdD di verificare e richiedere la correzione di dati di rettifica trasmessi dalle imprese distributrici, funzionali all'espletamento delle sessioni in questione, qualora detti dati si rilevino incompleti o errati. In secondo luogo, l'AEEG propone alcune misure indirizzate a semplificare le attività

svolte tra la SEM 1 e la SEM 2, in particolare prevedendo una rimodulazione della gestione delle rettifiche tardive. Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni compilando l'apposito modulo interattivo disponibile nel sito internet dell'Autorità o tramite l'apposito indirizzo di posta elettronica (mercati@autorita.energia.it) entro e non oltre il 19 maggio 2014, termine di chiusura della consultazione in oggetto.

GAS

■ **Comunicato del GME agli operatori** | “PB-GAS: pubblicazione DTF PB-GAS 8 Rev 3” | pubblicato il 4 aprile 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=165>

A seguito dell'inizio della fase d'iniezione degli stoccaggi a decorrere dal 1 aprile 2014, ed in attuazione di quanto disposto all'articolo 33 comma, 33.3 del Regolamento della PB-GAS, con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota la pubblicazione della nuova versione della DTF 8 avente ad oggetto “Verifica di validità e congruità delle offerte”, modificata al fine di disciplinare le modalità operative in base alle quali il GME procede ad effettuare la verifica di congruità finanziaria delle offerte di acquisto presentate dagli operatori nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS.

■ **Deliberazione AEEG del 3 aprile 2014 159/2014/R/GAS** | “Approvazione di modifiche alla Convenzione tra Snam Rete Gas S.p.A. e il Gestore dei Mercati Energetici” | pubblicato il 4 aprile 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=165>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha approvato la proposta di modifica all'Addendum alla Convenzione sottoscritta dal GME e Snam Rete Gas ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione ARG/gas 45/11, predisposta al fine di disciplinare i flussi informativi e la gestione delle negoziazioni delle offerte di vendita presentate dal responsabile del bilanciamento presso la sessione di mercato locational della PB-GAS (comparto G-1) durante la fase di iniezione degli stoccaggi.

Novità normative di settore (continua)

OIL

■ **DCO GME 2/2014/DCO GME 3/2014 - Primi orientamenti in materia di istituzione della Piattaforma della logistica petrolifera di oli minerali di cui all'art. 21, comma 1, del d.lgs. 249/2012 e di istituzione della Piattaforma di scambio di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione di cui all'art. 22, comma 1, del d.lgs. 249/2012**

DOWNLOAD DCO 2/2014 <http://tinyurl.com/ms4usms>

DOWNLOAD DCO 3/2014 <http://tinyurl.com/kxoefaf>

Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 (nel seguito: d.lgs. 249/2012), in recepimento della direttiva 2009/119/CE del Consiglio U.E. del 14 settembre 2009 - recante l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi - pone l'obiettivo di rafforzare la legislazione nazionale in materia di scorte petrolifere di sicurezza, nonché di promuovere il livello di concorrenza nel settore petrolifero, ampliando le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi. Segnatamente, nell'ambito degli interventi pro-concorrenziali promossi dal d.lgs. 249/2012, il GME è stato investito, inter alia, del compito di:

- costituire, organizzare e gestire una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali (art. 21, comma 1, del d.lgs. 249/2012), finalizzata a facilitare la negoziazione di capacità logistiche di breve, medio e lungo termine;
- costituire, organizzare e gestire una piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (art. 22, comma 1, del d.lgs. 249/2012).

Alla luce di quanto sopra rappresentato, con il Documento di Consultazione 2/2014 e con il Documento di Consultazione 3/2014, il GME ha avviato una prima ricognizione, rispettivamente, in tema di istituzione della Piattaforma della logistica petrolifera di oli minerali e di istituzione della Piattaforma di scambio di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione, finalizzata principalmente a raccogliere osservazioni e spunti di riflessione, presso la compagine dei soggetti interessati, sui possibili modelli di organizzazione e funzionamento delle predette piattaforme.

I soggetti interessati potranno far pervenire le proprie osservazioni al GME entro e non oltre il 6 giugno 2014, termine di chiusura di entrambe le consultazioni.

Agenda GME

■ 27 maggio

FORUM PA

Roma, Italia

Organizzatore: Forum PA

www.forumpa.it

■ 28 maggio

The Development of gas hubs in Europe

Milano, Italia

Organizzatore: IEFE

www.iefe.unibocconi.it

■ 10 giugno

ACER Annual Conference 2014. 'REMITage: the age of REMIT'

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER

www.acer.europa.eu

Gli appuntamenti

15-17 maggio

L'Energia Spiegata - Festival dell'Energia

Milano, Italia

Organizzatore: ARIS

www.festivaldellenergia.it

16 maggio

Sogni e bisogni: con gli occhi del consumatore - Festival dell'Energia

Milano, Italia

Organizzatore: Acquirente Unico

www.festivaldellenergia.it

20 maggio

Benefici per i consumatori sui mercati liberalizzati dell'elettricità e del gas

Roma, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

20 maggio

Rinnovabili, tra costo dell'energia e integrazione nel sistema elettrico. Quale strategia per l'Italia?

Roma, Italia

Organizzatore: Althesys Strategic Consultants

www.althesys.com

22 maggio

Smart Energy Forum

Milano, Italia

Organizzatore: IDC

www.cvent.it

22 maggio

2030 Reasons to Integrate Renewable Heating and Cooling: Innovation, Technology Development and Market Uptake

Brussels, Belgium

Organizzatore: RHC-Platform

www.rhc-platform.org

22-23 maggio

1st International Conference on Renewable Energy Gas Technology, REGATEC 2014

Malmö, Sweden

Organizzatore: Manager Energy

www.managenergy.net

26-28 maggio

5th Annual Quantitative Analysis in Commodity and Energy Trading

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

www.marcusevans-conferences-paneuropean.com

29 maggio

10th Pakistan Oil, Gas & Energy Industry Conference

Lahore Expo Centre, Pakistan

Organizzatore: POGEE

www.pogeepakistan.com

29 maggio

Le imprese a forte consumo di energia in Italia Il ruolo degli oneri di sistema elettrico nelle politiche per la competitività

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

Gli appuntamenti

4-5 giugno

Forum Green Economy

Roma, Italia

Organizzatore: Associazione Bancaria italiana (ABI)

www.abi.it

5 giugno

Le imprese a forte consumo di energia in Italia. Il ruolo degli oneri di sistema elettrico nelle politiche per la competitività

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

9 giugno

VIII Congresso Annuale Associazione Italiana Gestione dell'Energia

Reggio Emilia, Italia

Organizzatore: A.I.G.E. Associazione Italiana Gestione dell'Energia

www.aige2014.it

10 giugno

CFO Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

12 giugno

Giornata Mondiale del Vento 2014

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.it

19 giugno

Forum Efficienza Energetica

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

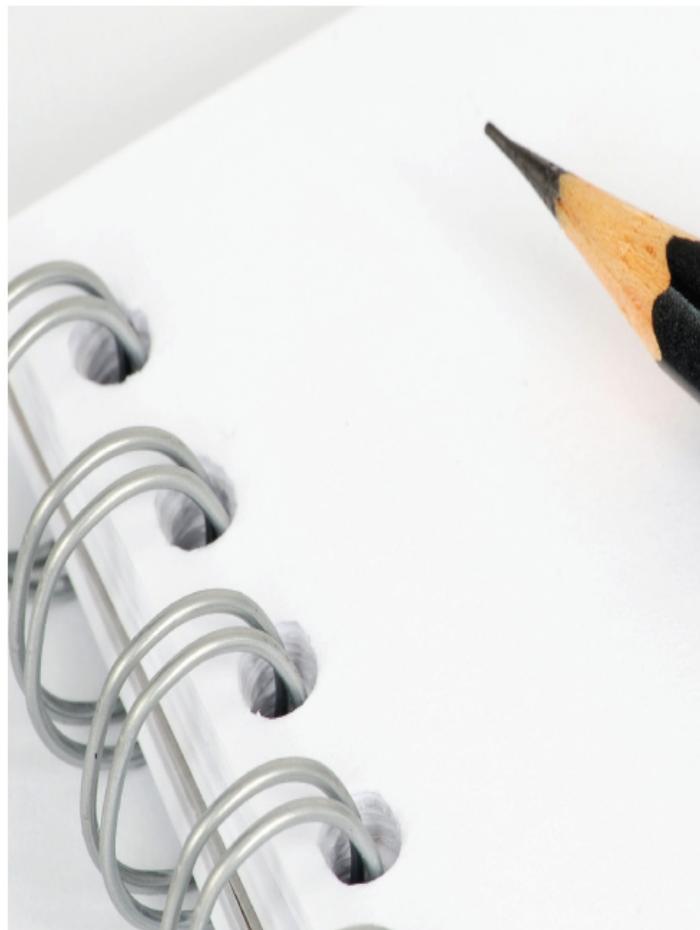
24 giugno

Observatory on Europe

Brussels, Belgio

Organizzatore: Ambrosetti

www.ambrosetti.it



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-E 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.