

APPROFONDIMENTI

DOWNSTREAM E USI FINALI DEL GNL

di Tommaso Franci, Donatella Bobbio (REF-E)

Lo sviluppo della filiera della distribuzione e degli usi finali del Gas Naturale Liquefatto (GNL), ad oggi quasi completamente assente in Italia, sta diventando un tema all'ordine del giorno della politica energetica nazionale, anche per le scadenze fissate dalla direttiva 2014/94/UE¹ per la promozione dei combustibili alternativi. Il GNL è infatti uno dei combustibili alternativi che l'UE intende promuovere per ridurre il consumo di prodotti petroliferi e conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione nel settore dei trasporti. Anche l'Italia sta muovendo i primi passi in questa direzione con l'elaborazione di un Piano Nazionale Strategico per gli usi finali del GNL (PNS-GNL) che verrà messo in consultazione dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) nel mese di giugno e che sarà l'occasione per formulare proposte di misure volte a favorire la nascita della filiera del GNL. Oggi in Italia la principale criticità è l'assenza dell'anello iniziale della filiera costituito dalle infrastrutture di carico dei mezzi per la distribuzione del GNL.

Filiera e usi finali del GNL

L'uso principale e più conosciuto del GNL è quello legato alla fase di *midstream*, cioè all'attività di trasporto tramite navi metaniere, lungo le rotte marittime internazionali, dagli impianti di liquefazione presso le aree estrattive verso gli stoccaggi dei terminali di rigassificazione, in corrispondenza dei punti di accesso alle reti di metanodotti nelle principali aree di utilizzo

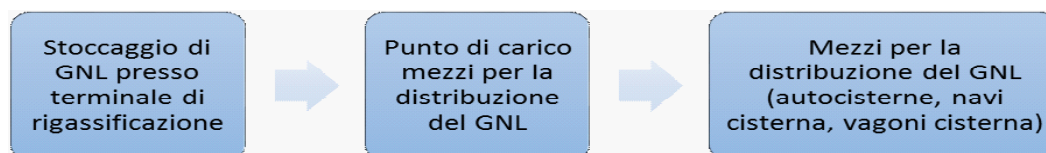
del gas naturale.

Ciò è consentito dal processo di liquefazione che riduce il volume del gas naturale in condizioni standard di circa 600 volte, trasformandolo in un liquido che deve essere mantenuto alla temperatura di circa -160° in contenitori criogenici.

Le opportunità offerte da questa filiera tecnologica sono tuttavia utilizzate anche nella fase di *downstream* tramite mezzi dotati di serbatoi criogenici per il trasporto presso impianti di stoccaggio intermedio o depositi satellite a servizio degli usi finali del gas naturale in forma liquida o rigassificata.

Tale attività ha già avuto sviluppi significativi a servizio di realtà con centri di consumo del prodotto non trascurabile, ma lontano (e non raggiungibili) dalla rete di trasporto e distribuzione del gas, come ad esempio nel contesto norvegese, dove si somma la disponibilità di gas estratto in loco con insediamenti abitativi dispersi. Le attività e le infrastrutture necessarie per la fase di downstream del GNL possono essere viste anche come una rete virtuale costituita dai punti di stoccaggio di partenza del GNL, dai terminali di carico per i mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici, dai diversi tipi di mezzi utilizzabili per il trasporto e dai depositi a servizio degli usi finali. Le modalità di trasporto possono essere autocisterne, navi o vagoni dotati di serbatoi criogenici o mezzi predisposti per il trasporto di isocontainer per il GNL (Figura 1).

Figura 1. Fase di approvvigionamento per il downstream del GNL presso terminali di rigassificazione



Fonte: elaborazione REF-E

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MAGGIO 2015

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 16
 Mercati per l'ambiente
 pag 20

APPROFONDIMENTI

Downstream e usi finali del GNL
 di Tommaso Franci, Donatella Bobbio
 (REF-E)
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio torna il segno negativo (-0,8%) sugli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima raffreddando le aspettative di una ripresa della domanda elettrica alimentate dai tre rialzi dei mesi precedenti. Gli acquisti e le vendite nazionali di energia elettrica, così come le importazioni dall'estero, scendono a livelli mai raggiunti nel mese di maggio nell'ultimo decennio. La liquidità del mercato ripiega a 67,7% interrompendo il trend di

crescita da inizio anno. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), al terzo ribasso congiunturale, si porta a 47,27 €/MWh, ormai a ridosso dei minimi storici registrati nello stesso periodo dello scorso anno. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il mensile *baseload Giugno 2015* chiude il periodo di trading a 48,10 €/MWh in rialzo del 2,6%.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) in flessione di 0,57 €/MWh (-1,2%) su aprile, ma in aumento di 0,61 €/MWh (+1,3%) rispetto ad un anno fa, si porta a 47,27 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 0,72 €/MWh (-3,4%) nelle *ore fuori picco*, dove il prezzo scende ai minimi

dallo scorso luglio a quota 44,72 €/MWh, ed un rialzo di 3,60 €/MWh (+7,3%) nelle *ore di picco*, con il prezzo che sale a 52,63 €/MWh. Aumenta, pertanto, il rapporto *picco/baseload*, che si attesta a quota 1,11 (1,05 a maggio 2014) (Grafico 1 e Tabella 1).

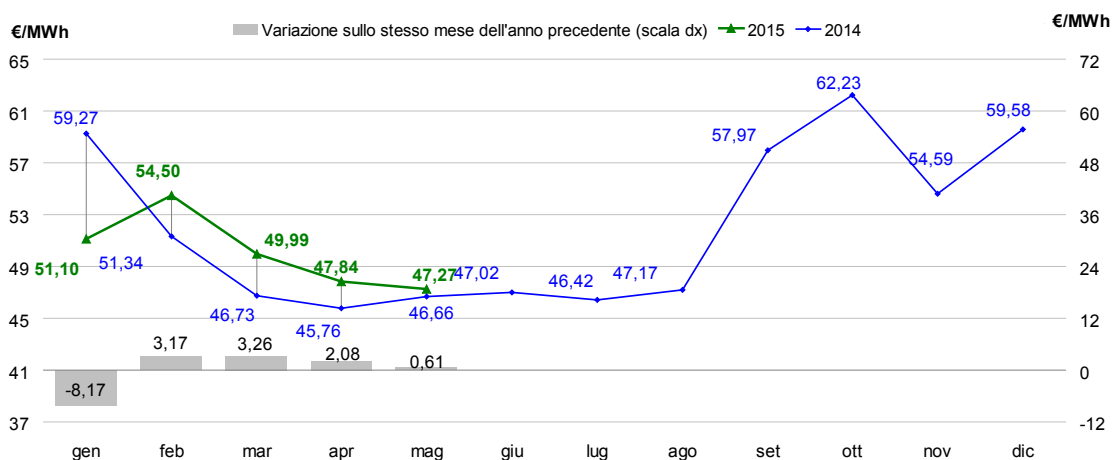
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	47,27	46,66	+0,61	+1,3%	20.592	-4,2%	30.437	-0,8%	67,7%	70,1%
<i>Picco</i>	52,63	49,03	+3,60	+7,3%	25.565	-2,1%	37.218	+0,9%	68,7%	70,8%
<i>Fuori picco</i>	44,72	45,44	-0,72	-1,6%	18.223	-4,8%	27.208	-1,1%	67,0%	69,6%
<i>Minimo orario</i>	5,62	6,09			12.046		19.804		60,4%	56,4%
<i>Massimo orario</i>	100,76	92,02			27.703		39.852		75,7%	83,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



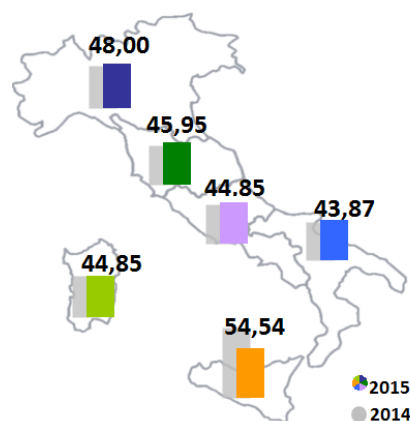
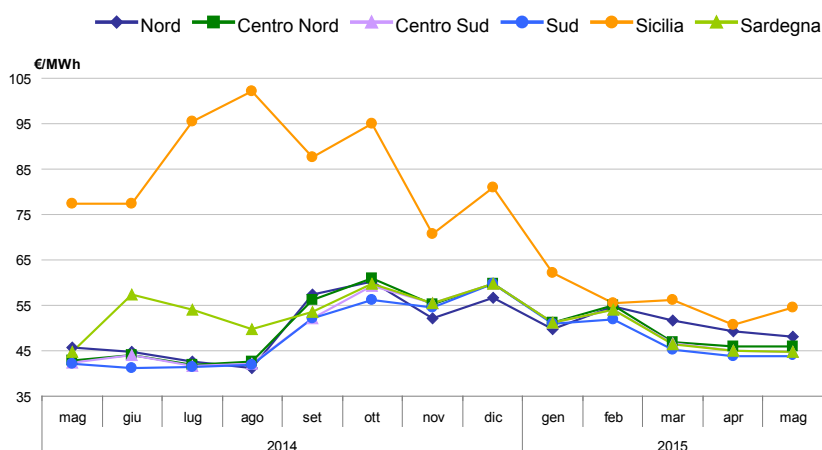
(continua)

I prezzi di vendita zionali hanno registrato diffusi aumenti su base annua ad eccezione della *Sicilia* che, sebbene in rialzo su aprile, ascrivibile principalmente alla ridotta offerta interna e all'inibizione del transito con il continente nell'ultima parte del mese, segna

ancora un sensibile calo (-29,5%) su maggio 2014 attestandosi a 54,54 €/MWh. Nelle altre zone il prezzo di vendita è variato tra 48,00 €/MWh del *Nord* e 43,87 €/MWh del *Sud* (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, dopo tre rialzi consecutivi, segnano una contenuta flessione tendenziale (-0,8%) attestandosi a 22,6 milioni di MWh. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,3 milioni di MWh, registrano una flessione del 4,2%, mentre gli scambi *over the*

counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, salgono a 7,3 milioni di MWh (+7,3%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in flessione sia rispetto ad un anno fa che al picco di aprile, si attesta a 67,7% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.320.126	-4,2%	67,7%
Operatori	8.864.499	+3,9%	39,1%
GSE	4.023.838	-20,5%	17,8%
Zone estere	2.431.789	+0,8%	10,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.325.318	+7,3%	32,3%
Zone estere	474.133	-25,1%	2,1%
Zone nazionali	6.851.185	+10,6%	30,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.645.444	-0,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.836.962	-3,2%	
OFFERTA TOTALE	41.482.406	-1,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

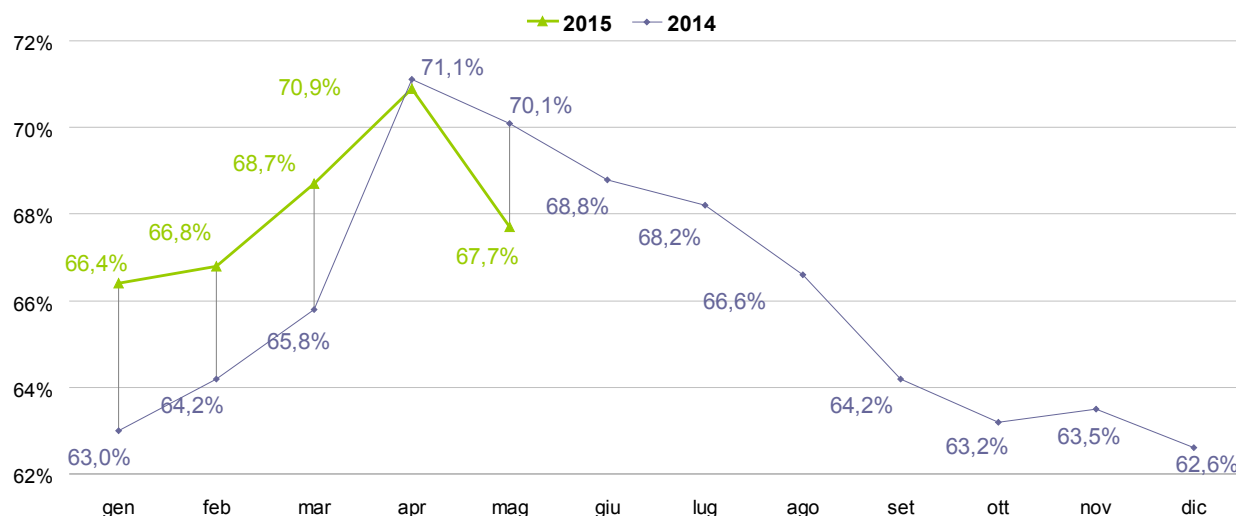
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.320.126	-4,2%	67,7%
Acquirente Unico	2.129.395	+39,3%	9,4%
Altri operatori	8.325.047	+8,5%	36,8%
Pompaggi	7.339	-	0,0%
Zone estere	241.491	+155,4%	1,1%
Saldo programmi PCE	4.616.854	-31,1%	20,4%
PCE (incluso MTE)	7.325.318	+7,3%	32,3%
Zone estere	4.080	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.470.824	-23,2%	10,9%
Zone nazionali altri operatori	9.467.269	-8,2%	41,8%
Saldo programmi PCE	-4.616.854	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.645.444	-0,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.485.721	-48,8%	
DOMANDA TOTALE	24.131.165	-6,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 22,4 milioni di MWh, tornano a segnare un calo su base annua (-1,5%), concentrato al Nord (-3,8%) e sulle isole (-14,9% la Sicilia; -30,7% la Sardegna). In aumento gli acquisti sulle zone estere pari a 246 mila MWh (+159,7%) (Tabella 4). Su fronte delle vendite al nuovo calo delle importazioni,

pari a 2,9 milioni di MWh (-4,6% su base annua), fa riscontro una tenuta delle vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale attestatesi a 19,7 milioni di MWh (-0,2%). A livello zonale le vendite si riducono al Nord (-3,4%), al Centro Sud (-2,5%) ed in Sicilia (-4,7%), mentre crescono nelle altre zone. (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.725.479	26.513	+0,8%	9.461.164	12.717	-3,4%	12.491.760	16.790	-3,8%
Centro Nord	2.779.613	3.736	-20,3%	1.638.111	2.202	+0,4%	2.142.441	2.880	+3,6%
Centro Sud	4.854.516	6.525	-16,1%	2.192.259	2.947	-2,5%	3.460.012	4.651	+9,3%
Sud	6.557.318	8.814	+0,8%	4.258.456	5.724	+6,6%	2.387.784	3.209	+15,1%
Sicilia	2.909.972	3.911	+15,8%	1.245.448	1.674	-4,7%	1.208.824	1.625	-14,9%
Sardegna	1.723.875	2.317	+29,8%	944.084	1.269	+16,1%	709.052	953	-30,7%
Totale nazionale	38.550.773	51.816	-1,6%	19.739.522	26.532	-0,2%	22.399.873	30.107	-1,5%
Estero	2.931.633	3.940	-5,7%	2.905.922	3.906	-4,6%	245.571	330	+159,7%
Sistema Italia	41.482.406	55.756	-1,9%	22.645.444	30.437	-0,8%	22.645.444	30.437	-0,8%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano, anche a maggio, una flessione su base annua, la quinta consecutiva, e si attestano a 9,6 milioni di MWh (-7,7%). In calo le vendite degli impianti da fonte idraulica (-6,1%) e solare (-16,5%); in aumento invece le vendite degli impianti geotermici (+4,1%) ed eolici (+6,2%). Per quanto riguarda le fonti tradizionali, crescono ancora le vendite da impianti

a gas (+16,0%), mentre si riducono quelle da impianti a carbone (-5,8%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 48,5% (52,4% un anno fa) a vantaggio di quella degli impianti termoelettrici tradizionali con la quota del gas che sale al 28,7% (+4,0 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

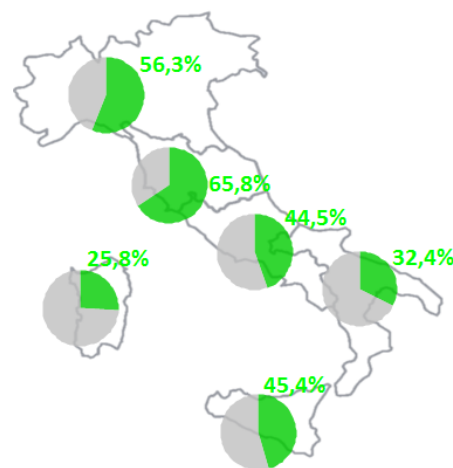
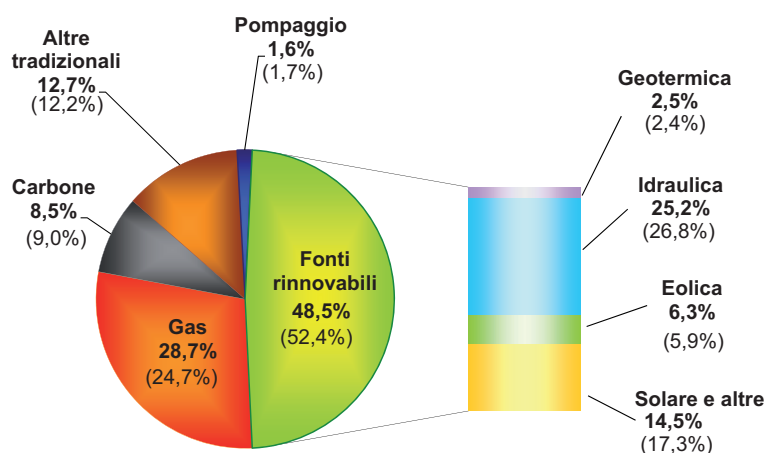
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	5.218	+13,5%	753	+18,2%	1.548	-1,5%	3.867	+13,2%	913	-22,0%	941	+16,9%	13.241	+8,5%
Gas	3.047	+5,2%	640	+16,0%	488	+157,8%	2.022	+58,7%	851	-22,0%	569	+0,6%	7.617	+16,0%
Carbone	1.039	+4,7%	-	-	875	-25,0%	-	-	-	-	340	+45,6%	2.253	-5,8%
Altre	1.132	+59,5%	113	+32,9%	185	-14,6%	1.846	-13,9%	62	-21,7%	33	+424,0%	3.371	+4,0%
Fonti rinnovabili	7.156	-12,4%	1.448	-6,9%	1.312	-5,3%	1.856	-4,8%	761	+29,9%	327	+13,7%	12.861	-7,7%
Idraulica	5.211	-7,9%	350	-17,7%	530	-13,0%	376	+18,9%	167	+154,7%	50	+9,8%	6.683	-6,1%
Geotermica	-	-	665	+4,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	665	+4,1%
Eolica	13	+405,8%	12	+6,2%	315	+16,6%	797	-9,9%	387	+37,1%	151	+20,2%	1.675	+6,2%
Solare e altre	1.932	-23,0%	421	-12,2%	467	-7,6%	683	-8,9%	207	-13,1%	127	+8,1%	3.838	-16,5%
Pompaggio	343	-12,8%	0	-	86	+34,5%	-	-	-	-	0	+686,4%	429	-6,1%
Totale	12.717	-3,4%	2.202	+0,4%	2.947	-2,5%	5.724	+6,6%	1.674	-4,7%	1.269	+16,1%	26.532	-0,2%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING

A maggio il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 1.986 MWh, di cui 1.470 MWh sul confine francese (74,0% del totale), 346 MWh su quello sloveno e 170 MWh su quello austriaco. Il flusso di energia è stato in import per la quasi totalità delle ore su tutte le frontiere, con transiti pressoché sempre saturi (oltre il 98% delle ore) sulle frontiere francese ed austriaca (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata su

tutte le frontiere rispetto ad un anno fa (+11,9% Francia; +11,1% Slovenia; +16,3% Austria). Sulla frontiera francese ed austriaca attraverso il market coupling è stato allocato rispettivamente il 78% ed l'83% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita rispettivamente il 21,3% ed il 12,3% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 95,0% tramite market coupling (89,4% nel 2014) e solo per l'1,6% tramite asta esplicita (Grafico 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	1.471 (-)	1.474 (-)	99,6% (-)	98,1% (-)	1.358 (-)	606 (-)	0,3% (-)	- (-)
Italia - Austria	171 (-)	171 (-)	99,7% (-)	99,7% (-)	111 (-)	98 (-)	0,1% (-)	- (-)
Italia - Slovenia	357 (332)	351 (316)	98,1% (92,3%)	85,8% (81,4%)	637 (630)	54 (284)	1,9% (7,1%)	- (0,4%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

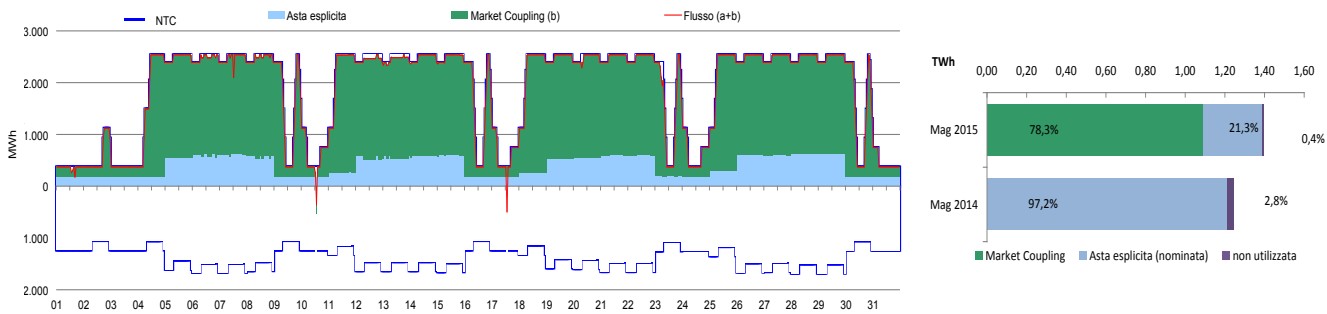


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

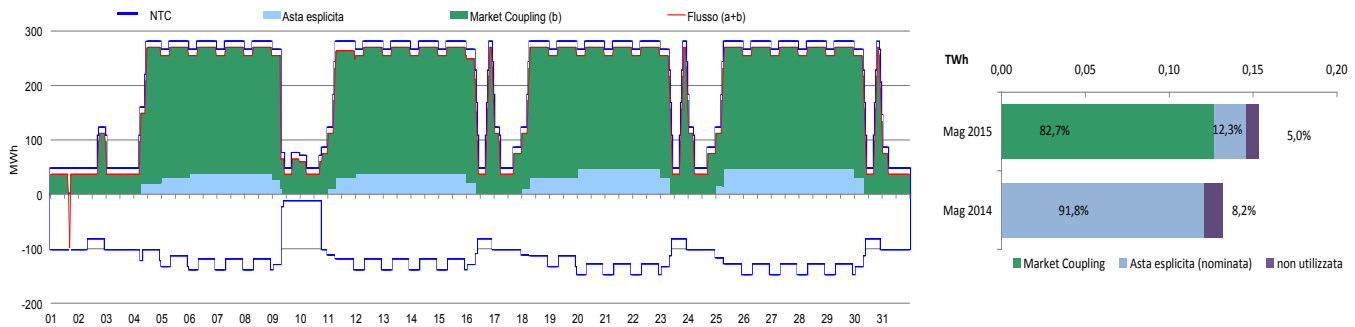
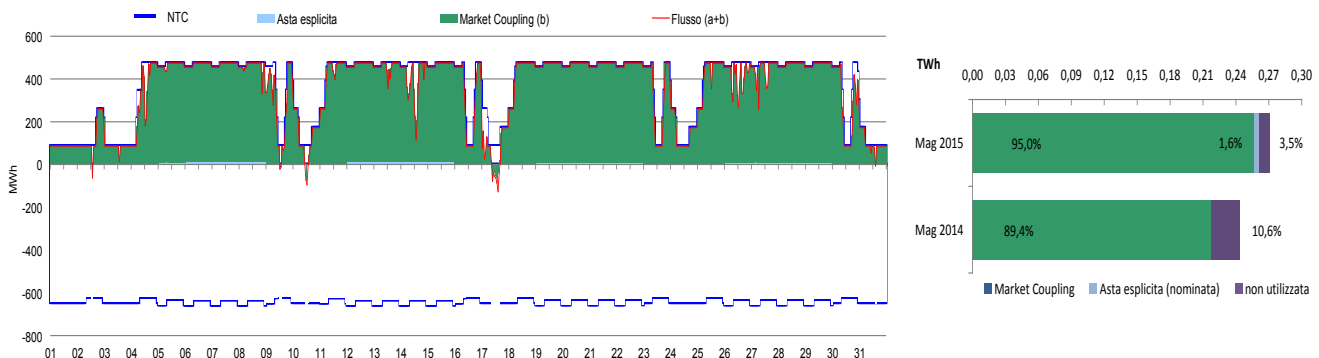


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A maggio i prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero (MI) sono oscillati tra 46,14 €/MWh di MI2 e 55,02 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Nella sessione più liquida, M1, i prezzi sono calati del 4,3% su base annua, mentre in M2 si registra un contenuto aumento (+0,7%). Le prime due sessioni di MI sono le uniche a permettere un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche introdotte nel mercato infragiornaliero

nel febbraio 2015.

Il confronto con MGP rivela invece prezzi più bassi nelle prime quattro sessioni di MI e più alti solo in MI5 (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,1 milioni di MWh, sono aumentati del 12,2% rispetto a maggio 2014, trainati dal più liquido MI1, con 1,0 milioni di MWh (+14,3%) (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2015	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	47,27	+1,3%	22.645.444	30.437	-0,8%
MI1 (1-24 h)	46,47 (-1,7%)	-4,3%	1.130.661	1.520	+14,3%
MI2 (1-24 h)	46,14 (-2,4%)	+0,7%	465.317	625	-10,4%
MI3 (9-24 h)	48,65 (-1,8%)	-	201.424	406	-
MI4 (13-24 h)	46,30 (-6,1%)	-	83.815	225	-
MI5 (17-24 h)	55,02 (+1,7%)	-	214.010	863	-

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

Prezzi. €/MWh

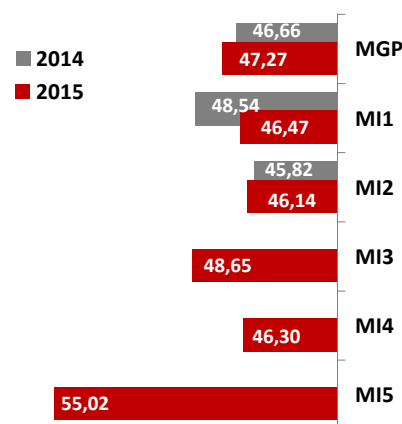
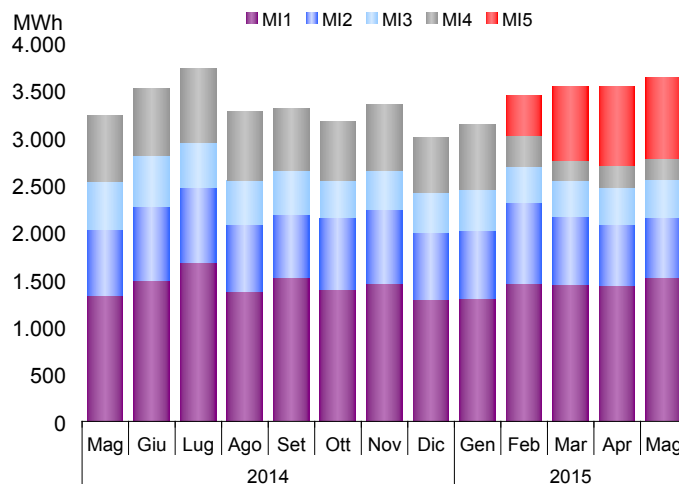
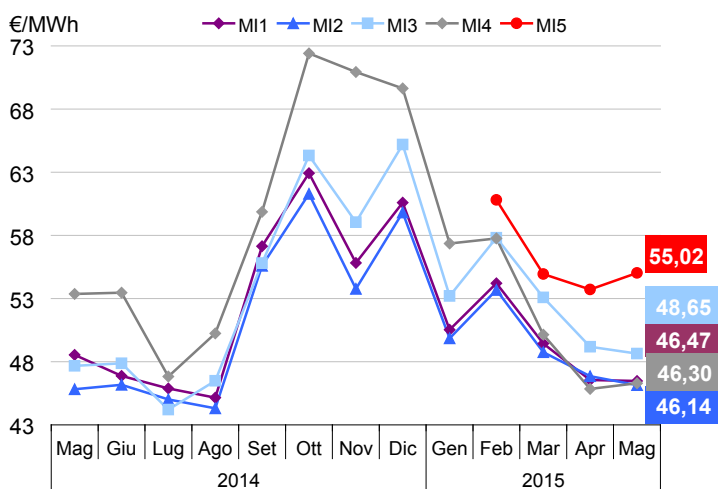


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



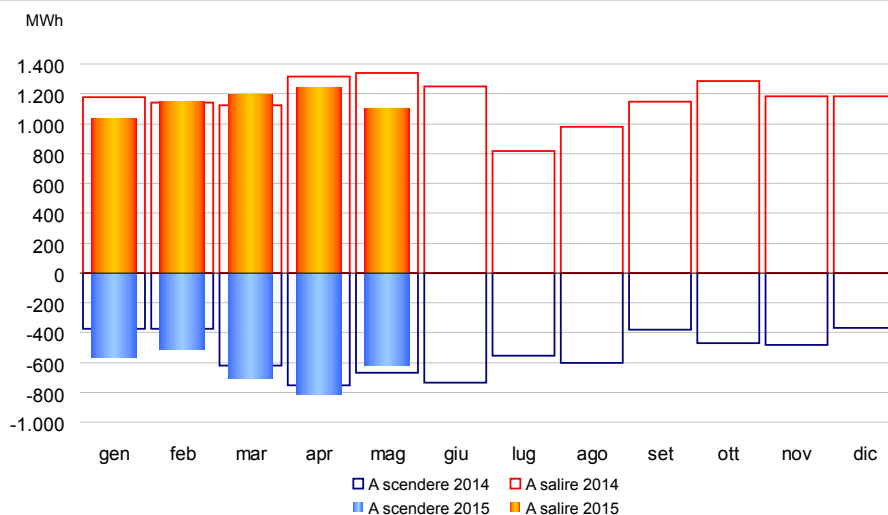
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si attestano a 819 mila MWh, in calo del 17,8% su base annua. A maggio si riducono, dopo quattro rialzi consecutivi,

anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 464 mila MWh (-6,9%) (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 13 negoziazioni in cui sono stati scambiati 11 contratti *baseload* e 2 *peakload* per complessivi 206 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 15,1 milioni di MWh, in calo del 13,0% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti *baseload* negoziati evidenziano un contenuto rialzo rispetto al mese precedente, al contrario dei prodotti

peakload che invece segnano una flessione (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Giugno 2015 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 48,10 €/MWh sul *baseload* e 50,60 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.386 e 15 MW, per complessivi 2,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

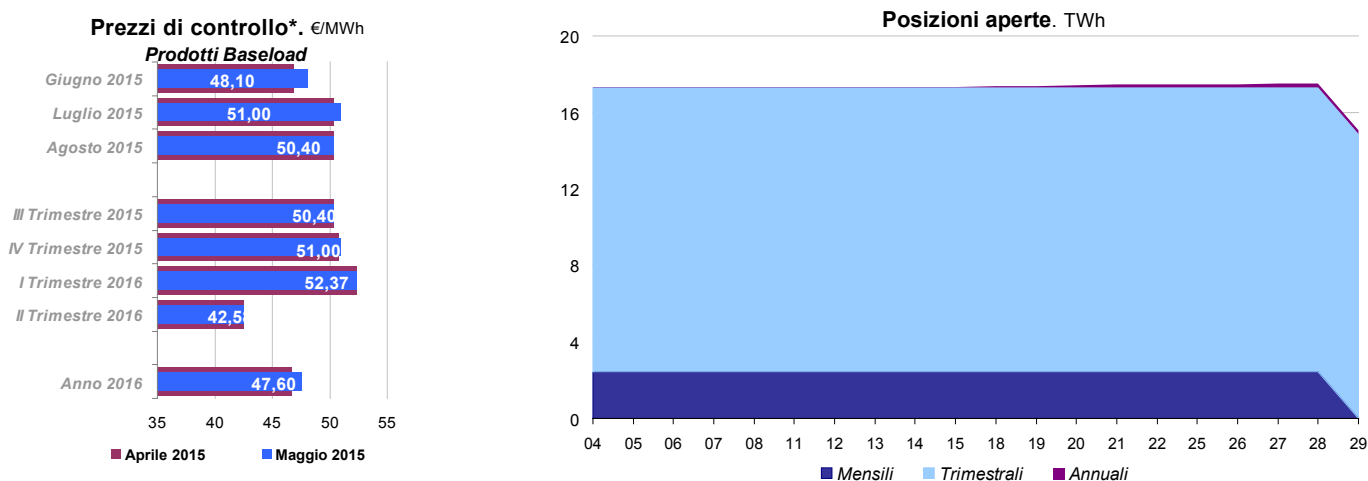
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2015	48,10	+2,6%	6	30	-	30	3.386	2.437.920
Luglio 2015	51,00	+1,2%	1	5	-	5	5	3.720
Agosto 2015	50,40	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Settembre 2015	49,78	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	50,40	+0,0%	-	-	-	-	3.361	7.421.088
IV Trimestre 2015	51,00	+0,4%	-	-	-	-	3.361	7.424.449
I Trimestre 2016	52,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	42,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	47,60	+1,9%	4	20	-	20	25	219.600
Totale			11	55	-	55		15.068.857
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2015	50,60	-5,1%	1	5	-	5	15	3.960
Luglio 2015	55,33	+0,9%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2015	50,34	-2,5%	-	-	-	-	-	-
Settembre 2015	54,86	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	53,58	-2,2%	1	5	-	5	10	7.920
IV Trimestre 2015	60,43	-2,1%	-	-	-	-	5	3.960
I Trimestre 2016	59,68	-2,5%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	45,29	-0,6%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	53,17	+2,4%	-	-	-	-	-	-
Totale			2	10	-	10		11.880
TOTALE			13	65	-	65		15.080.737

* 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 11: 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 a maggio 2015, pari a 30,6 milioni di MWh, segnano ancora un calo tendenziale (-3,7%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,0 milioni di MWh, diminuiscono dell'1,0% rispetto allo scorso anno, mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,5 milioni di MWh, si confermano in consistente flessione (-25,9%) (Tabella 9).

Significativa anche la contrazione della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 15,6 milioni di MWh (-8,3%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sale a 1,96 (+0,09 su base annua) confermandosi sugli alti livelli registrati da inizio anno (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,3 milioni di MWh, segnano un incremento del 7,3% su base annua; ancora in flessione, invece, i relativi sbilanciamenti a programma pari a 8,2 milioni di MWh (-18,7%). Dinamica opposta per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,9 milioni di MWh, in calo dell'11,8%, e per il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,6 milioni di MWh, in aumento del 5,4%.

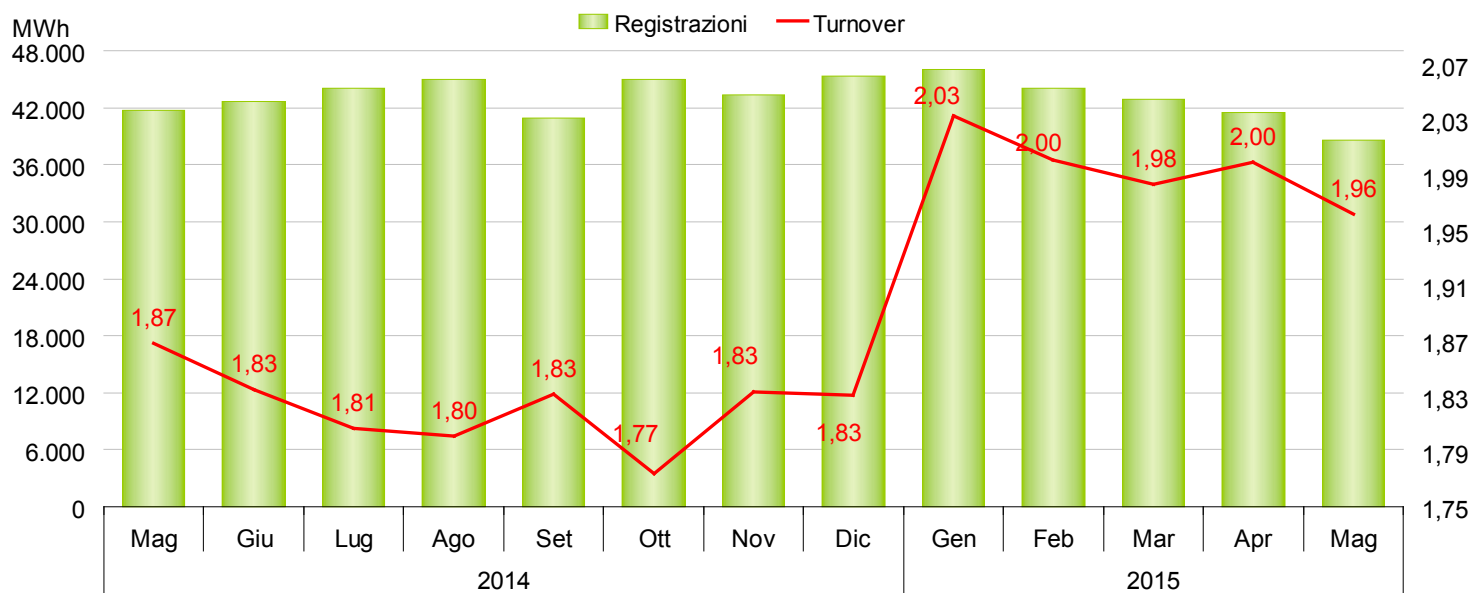
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.434.837	+5,6%	27,6%	Richiesti	8.366.548	-11,8%	100,0%	11.942.173	-11,8%	100,0%
Off Peak	568.428	-27,8%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	2.401.172	-43,5%	28,7%	-	-	-
Peak	659.003	-29,3%	2,2%	Rifiutati	1.041.230	-60,8%	12,4%	-	-100,0%	-
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.038.732	-60,8%	12,4%	-	-	-
Totale Standard	9.662.268	-0,4%	31,6%	Registrati	7.325.318	+7,3%	87,6%	11.942.173	-11,8%	100,0%
Totale Non standard	18.374.474	-1,3%	60,1%	di cui con indicazione di prezzo	1.362.440	-14,9%	16,3%	-	-	-
PCE bilaterali	28.036.742	-1,0%	91,8%	Sbilanciamenti a programma	8.249.179	-18,7%	-	3.632.325	+5,4%	-
MTE	2.519.244	-25,9%	8,2%	Saldo programmi	-	-	-	4.616.854	-31,1%	-
TOTALE PCE	30.555.986	-3,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.574.498	-8,3%								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas naturale in Italia segnano, per la prima volta nel 2015, un calo su base annua (-0,4%) determinato dalla contrazione dei consumi del settore civile e di quello industriale; si conferma invece la ripresa del settore termoelettrico. Sul lato offerta, si registra una lieve crescita delle importazioni di gas naturale, mentre cala ancora la produzione nazionale.

Aumentano anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, ma le giacenze a fine mese si riducono di quasi il 30% rispetto ad un anno fa.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 3,0 milioni di MWh, tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

A maggio si interrompe il trend positivo dei consumi di gas naturale in Italia che, sempre in crescita nel 2015, registrano una flessione dello 0,4% sullo stesso mese del 2014, attestandosi a 3.641 milioni di mc. Nel mese, infatti, la flessione dei consumi del settore industriale, pari a 1.056 milioni di mc (-3,2%), e ancor più quella dei consumi del settore civile, scesi a 1.179 milioni di mc (-7,0%), hanno più che compensato la confermata ripresa del settore termoelettrico, pari a 1.294 milioni di mc (+9,4%). Primo segno negativo dell'anno anche per le esportazioni, pari a 112 milioni di mc (-1,0%).

Dal lato offerta, permane il calo della produzione nazionale, pari a 584 milioni di mc, sebbene registri la flessione più

modesta da quasi tre anni (-1,2%); in contenuto aumento, invece, le importazioni di gas naturale, pari a 5.193 milioni di mc (+0,5%). Tra i punti di entrata, torna il segno più sul gas russo a Tarvisio (2.690 mln mc, +5,8%) che si conferma il più importante. Ancora in sensibile calo il gas algerino a Mazara (686 mln mc, -18,2%) mentre tornano a ridursi le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (634 mln mc, -21,2%); in aumento i flussi dalla Libia a Gela (678 mln mc; +43,3%). Tra i terminali GNL, in lieve calo Rovigo (502 mln mc, -1,0%), fermi Panigaglia e Livorno.

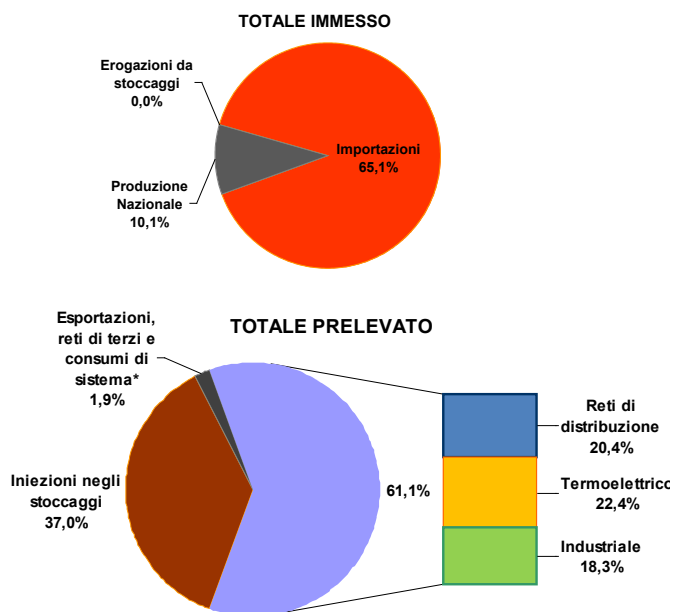
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.135 milioni di mc (+1,4%); nulle, come un anno fa, le erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.193	55,0	+0,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	686	7,3	-18,2%
Tarvisio	2.690	28,5	+5,8%
Passo Gries	634	6,7	-21,2%
Gela	678	7,2	+43,3%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-1,3%
Cavarzere (GNL)	502	5,3	-1,0%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	584	6,2	-1,2%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.776	61,1	+0,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.056	11,2	-3,2%
Termoelettrico	1.294	13,7	+9,4%
Reti di distribuzione	1.179	12,5	-7,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	112	1,2	-1,0%
TOTALE CONSUMATO	3.641	38,5	-0,4%
Iniezioni negli stoccaggi	2.135	23	+1,4%
TOTALE PRELEVATO	5.776	61,1	+0,3%

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



(continua)

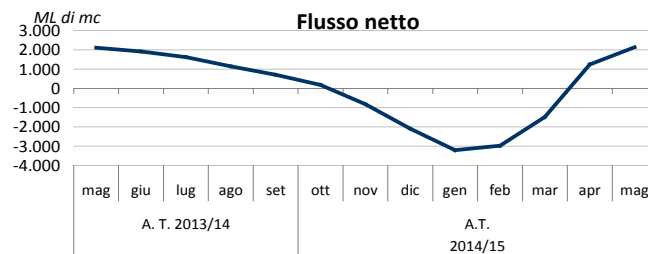
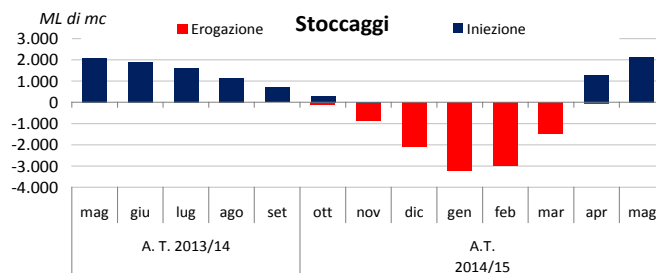
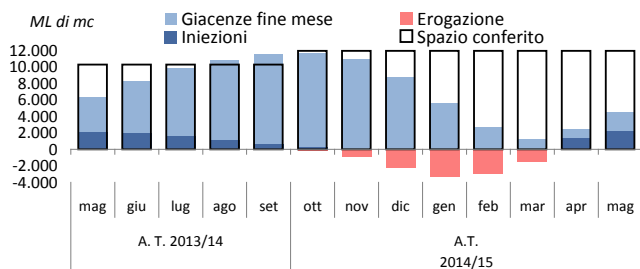
Nell'ultimo giorno del mese di maggio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 4.490 milioni di mc, inferiore del 29,4% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 37,6%, contro il 61,9% di un anno fa.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora in flessione congiunturale (-0,76 €/MWh, -3,3%) ma in crescita tendenziale (+1,27 €/MWh, +6,0%), si attesta a 22,37 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2015)	4.490	-29,4%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.135	+1,4%
Flusso netto	2.135	+1,4%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	37,6%	-24,3 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A maggio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, pari al 7,7% della domanda complessiva di gas naturale (6,9% a maggio 2014), tutti nei

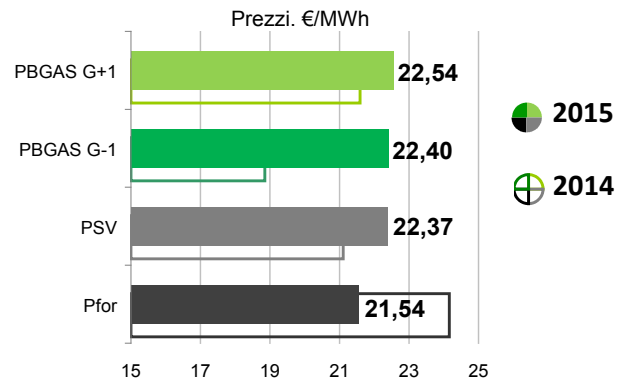
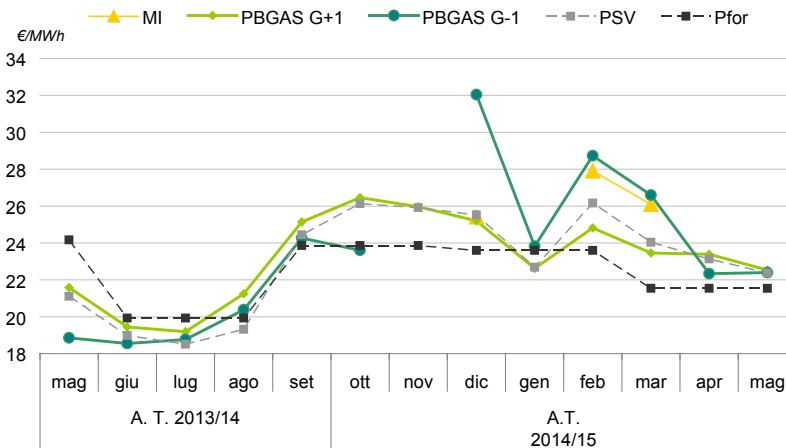
due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS) come un anno fa.

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	22,40	(18,85)	22,25	205.450	(111.005)
Comparto G+1	22,54	(21,59)	22,36	2.754.013	(2.540.676)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
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

(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-2015-05	-	-	26,022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-06	-	-	31,658	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-06	-	-	31,470	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-07	-	-	24,018	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-08	-	-	22,970	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-09	-	-	31,946	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	23,525	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	25,753	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,153	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 2,8 milioni di MWh, minimo degli ultimi nove mesi, sebbene in aumento dell'8,4% rispetto ad un anno fa. In crescita tendenziale anche il prezzo medio pari a 22,54 €/MWh (+4,4%), che si allinea alle quotazioni registrate al PSV.

Nei 16 giorni, sui 31 di maggio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,6 milioni di MWh, di cui il 53,2%, pari a 837 mila MWh venduti dal Responsabile

del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 22,44 €/MWh (+4,8% su base annua). Nei restanti 15 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh, di cui il 42,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 22,64 €/MWh (+2,6%).

Complessivamente il 48,5% dei volumi scambiati (1,3 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 51,5% da scambi tra operatori, pari 1,4 milioni di MWh.

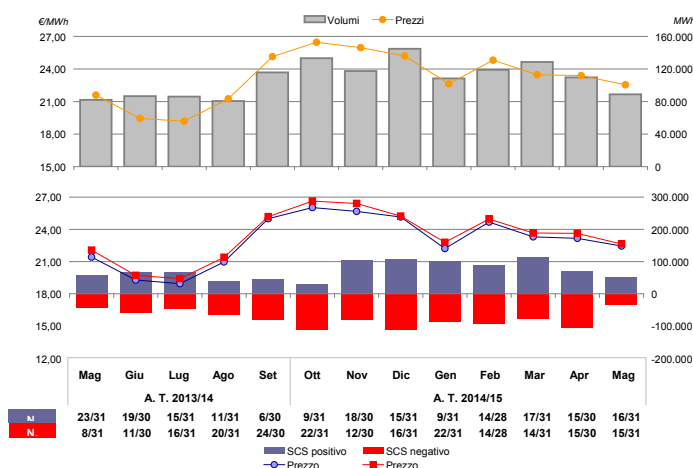
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)		
	positivo n.giorni 16/31	negativo n.giorni 15/31	
Prezzo. €/MWh	22,54 (+4,4%)	22,44	22,64
Acquisti. MWh	2.754.013 (+8,4%)	1.572.758	1.181.255
RdB	497.526 (+45,2%)		497.526
Operatori	2.256.487 (+2,7%)	1.572.758	683.729
Vendite. MWh	2.754.013 (+8,4%)	1.572.758	1.181.254
RdB	837.398 (-37,2%)	837.398	
Operatori	1.916.614 (+58,7%)	735.360	1.181.254

Partecipazione al mercato			
Totale	lato acquisto	lato vendita	
Operatori attivi. N°	51	46	33

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



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a maggio sono stati scambiati solo 250 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 22,40 €/MWh. Nelle cinque sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in vendita soddisfatta da acquisti di operatori delle zone *Stogit*, *LNG*

(92,3% del totale) e, in misura più esigua *Edison Stoccaggio*. La zona *Stogit* è stata l'unica a registrare un prezzo in linea con quello del PSV (22,40 €/MWh, +0,03 €/MWh), che invece è stato inferiore di oltre 0,50 €/MWh nelle altre due zone.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	-	21,85	21,84	22,40	-	-	22,40*
Volumi. MWh	-	15.761	72.580	117.109	-	-	205.450
Operatori. N.	-	3	1	8	-	-	11

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Non si arresta l'ascesa del greggio, la cui quotazione spot segna il suo secondo rialzo mensile consecutivo, aggiornando il valore massimo del 2015. Al contrario, in

linea con la loro tipica stagionalità, si attestano sui livelli minimi dell'anno i prezzi delle borse elettriche, con ribassi particolarmente vistosi per la quotazione francese.

Nel mese di maggio il petrolio europeo conferma l'andamento al rialzo che ha mostrato dall'inizio dell'anno, in virtù del quale il prezzo spot giunge a 64 \$/bbl (+8%) e praticamente si allinea al riferimento iraniano, in pari ascesa (+10%). Seguono la medesima dinamica i valori dei due prodotti derivati, con il gasolio che conferma le previsioni espresse dagli operatori lo scorso mese (olio combustibile 338 \$/MT, +7%; gasolio 592 \$/MT, +8%). Quanto ai future, le quotazioni per i prodotti di prossima consegna risultano decisamente rivalutate al rialzo, confermando il suddetto trend ascendente. Si mantiene più o meno stabile rispetto allo scorso mese il

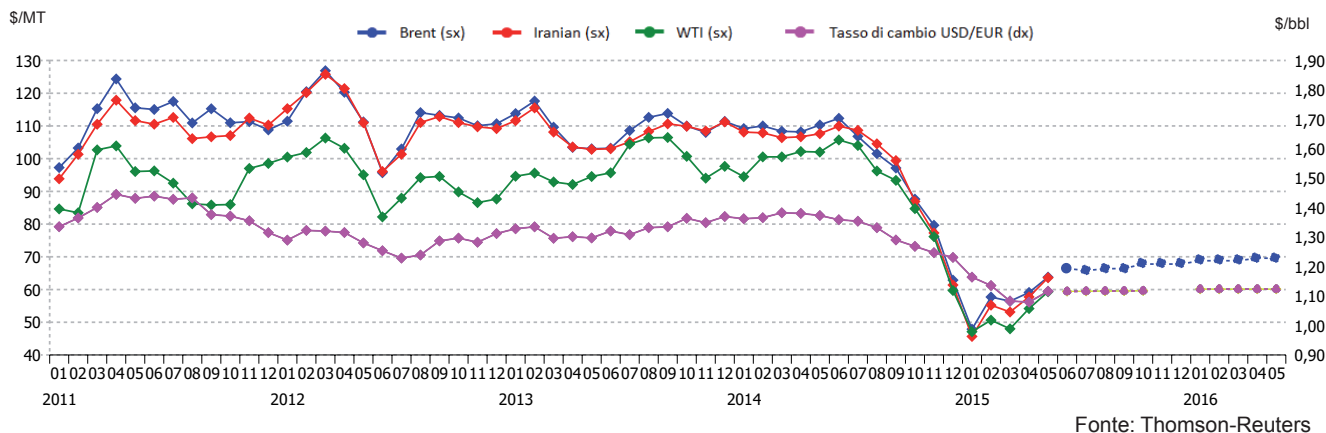
prezzo europeo del carbone (58 \$/MT, -2%), confermandosi sui minimi degli ultimi quattro anni e mantenendo pressoché inalterato lo spread dal riferimento orientale, anch'esso in calo (70 \$/MT, -4%); segna invece un lieve rialzo il prezzo rilevato presso il Richards Bay (62 \$/MT, +1%). Quanto alle aspettative future degli operatori, non si rilevano, come previsto, segnali di ripresa, con i prezzi dei prodotti di prossima e meno imminente consegna posti tutti al di sotto del valore corrente (57 \$/MT). Continua la sua scalata invece il cambio euro/dollaro, che guadagna il 3% sulla quotazione dello scorso mese e conferma le previsioni a termine mensili e annuali (1,12 \$/€).

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mag 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	63,80	+ 8 %	- 42 %	60,32	66,43	+ 8 %	65,80	+ 6 %	66,34	-	-	- 100 %
Brent FOB	€/bbl	57,14	+ 4 %	- 29 %	-	59,52	-	58,93	-	59,39	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	336,74	+ 7 %	- 47 %	344,95	342,94	+ 6 %	345,30	+ 6 %	347,11	-	368,30	+ 4 %
0.1 FOB Barge	€/MT	301,59	+ 4 %	- 34 %	-	307,29	-	309,27	-	310,76	-	327,75	-
GASOLIO	\$/MT	591,88	+ 8 %	- 35 %	591,00	600,05	+ 7 %	600,61	+ 7 %	602,10	-	-	+ 0 %
0.1 FOB ARA	€/MT	530,11	+ 5 %	- 20 %	-	537,66	-	537,94	-	539,04	-	-	-
CARBONE	\$/MT	58,32	- 2 %	- 22 %	59,80	57,82	- 0 %	57,08	- 1 %	56,88	-	57,67	+ 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	52,23	- 5 %	- 4 %	-	51,81	-	51,12	-	50,92	-	51,32	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,12	+ 3 %	- 19 %	-	1,12	+ 3 %	1,12	+ 3 %	1,12	-	1,12	+ 3 %

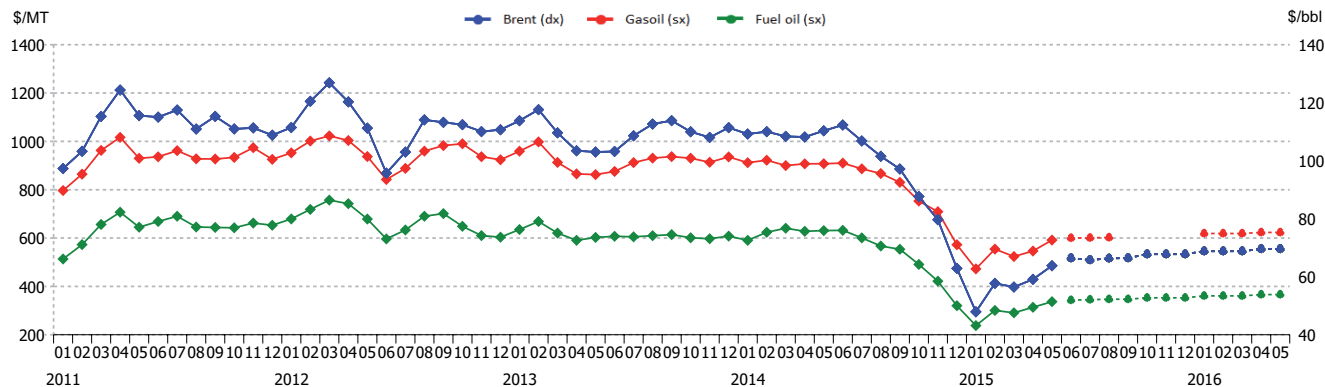
Fonte: Thomson-Reuters

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



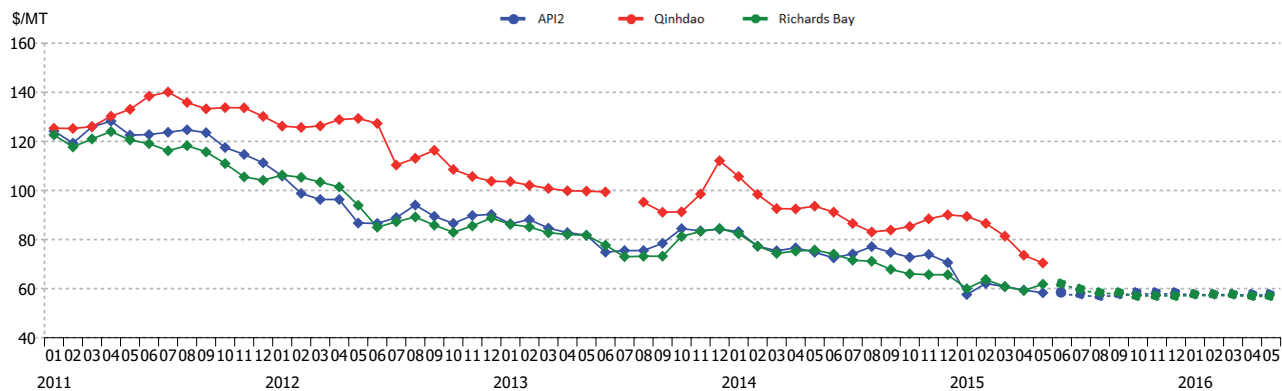
(continua)

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

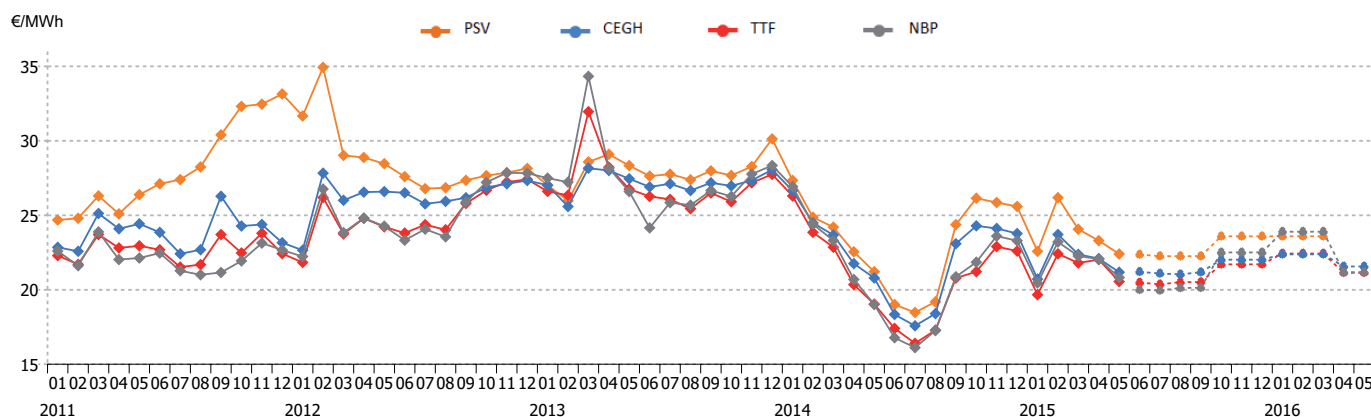
(continua)

Non sembrano essere influenzati dalla crescita del greggio gli andamenti dei prezzi osservati nei principali hub europei del gas, in calo mensile congiunto (21/22 €/MWh, -4/-7%) connesso alla dinamica stagionale dei consumi. Nel confronto tendenziale, i mercati mostrano una contemporanea e

consistente ripresa, frutto più che altro dell'anomalia mostrata nel 2014 quando i prezzi si erano attestati sui livelli più bassi degli ultimi quattro anni (+2/+9%). Le quotazioni a termine anche questo mese allineate allo spot, evidenziano ribassi di intensità confrontabile.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	22,41	- 4 %	+ 6 %	22,75	22,37	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	20,55	- 7 %	+ 8 %	21,00	20,49	- 4 %	20,37	-	-	-	21,53	- 2 %
CEGH	AT	21,18	- 4 %	+ 2 %	21,41	21,20	- 4 %	21,09	- 4 %	21,04	-	-	-
NBP	UK	20,81	- 6 %	+ 9 %	20,86	20,00	- 3 %	19,96	- 4 %	20,12	-	22,12	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

Dinamica ribassista anche sulle principali borse elettriche europee, per l'effetto congiunto della stagionalità dei consumi e del deprezzamento delle materie prime. La contrazione più decisa è registrata da Epex France (27 €/MWh, -32%), il cui valore torna ad allinearsi al riferimento austro-tedesco (26 €/MWh, -14%), con una confluenza media mensile pari al

55% (vs il 31% dello scorso mese) e conseguentemente ad allontanarsi in modo determinato dal prezzo della zona Nord Italiana (48 €/MWh, in lieve flessione su aprile), cui converge nell'ambito dell'IBMC¹ solo nel 2% delle ore (frequenza che perde ben 31 p.p. rispetto al mese di aprile).

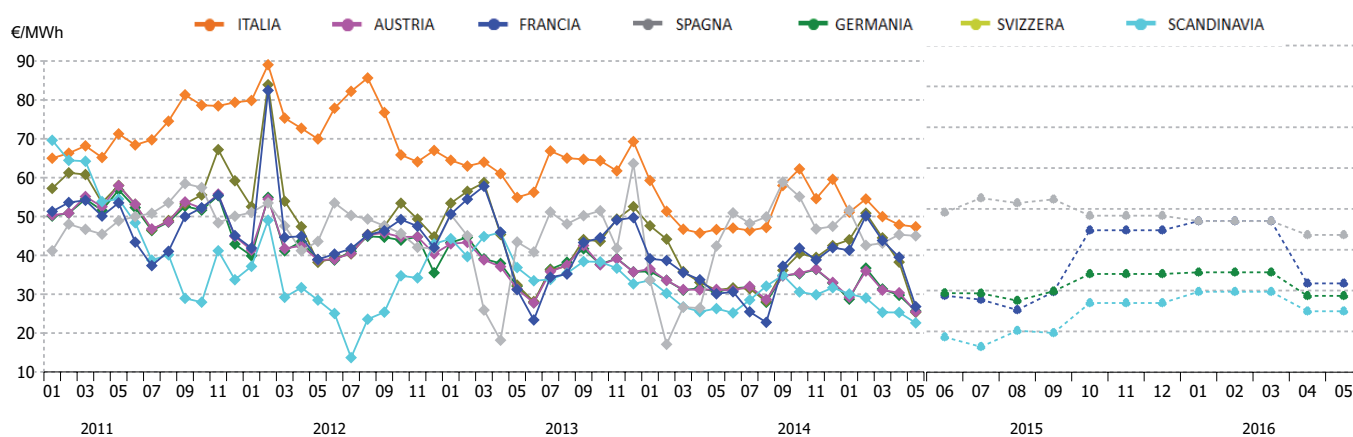
¹ Italian Borders Market Coupling

(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	Mag 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	47,36	- 1 %	+ 2 %	46,90	47,69	- 0 %	50,53	+ 0 %	50,40	-	47,14	+ 0 %
FRANCIA	26,82	- 32 %	- 11 %	28,54	28,75	- 8 %	27,78	- 10 %	25,26	-	38,63	-
GERMANIA	25,69	- 14 %	- 16 %	27,70	29,38	- 5 %	29,30	- 4 %	27,54	-	31,60	-
SPAGNA	45,03	- 1 %	+ 6 %	48,60	49,13	- 3 %	52,65	+ 1 %	51,43	-	46,88	-
AREA SCANDINAVA	22,62	- 11 %	- 14 %	24,45	18,61	- 18 %	16,24	- 21 %	20,17	-	26,86	-
AUSTRIA	25,51	- 16 %	- 18 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	25,33	- 34 %	- 18 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



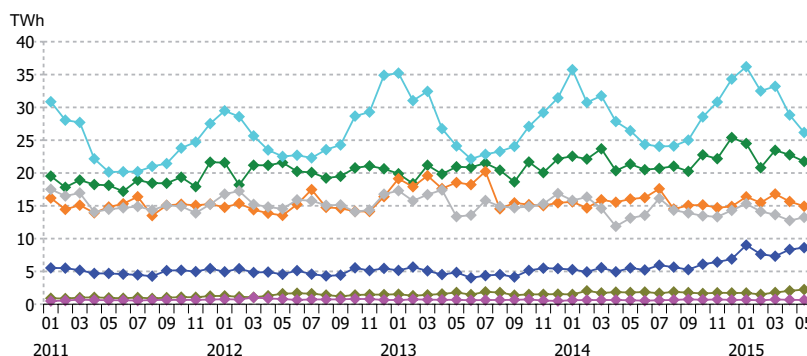
Quanto ai volumi di borsa, Epex si conferma l'exchange più capiente e segna un consistente aumento tendenziale grazie soprattutto all'andamento degli scambi registrati sulle borse svizzera e francese (totale Epex 32,6 TWh, +13%). Segue Nord Pool che, stabile rispetto allo scorso anno con i suoi 26 TWh, ripercorre il trend stagionale che ormai replica

fedelmente da oltre due anni. In calo rispetto a entrambi i riferimenti temporali le quantità di borsa scambiate su IPEX, che tuttavia si mantengono al di sopra dei volumi spagnoli, in opposta tendenza (Italia 15 TWh, -5/-7%; Spagna 13 TWh, +4/+1%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mag 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	14,9	- 5 %	- 7 %
FRANCIA	8,6	+ 3 %	+ 56 %
GERMANIA	21,8	- 4 %	+ 2 %
SPAGNA	13,2	+ 4 %	+ 1 %
AREA SCANDINAVA	26,2	- 9 %	- 1 %
AUSTRIA	0,7	- 4 %	+ 7 %
SVIZZERA	2,2	+ 10 %	+ 25 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2015 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 470.844 TEE, in aumento rispetto ai 331.336 TEE scambiati ad aprile.

Dei 470.844 TEE sono stati scambiati 116.951 TEE di Tipo I, 257.350 TEE di Tipo II, 10.314 TEE di Tipo II CAR, 86.173 TEE di Tipo III, e 56 TEE di Tipo V.

Nel mese di maggio, al termine della scadenza per l'adempimento dell'obbligo da parte dei distributori, si registra, sul mercato, un aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente. In percentuale, infatti, l'aumento dei prezzi medi è stato pari a 0,39 % per i TEE di Tipo I, 0,51 % per i TEE di Tipo II, dello 0,38 % per i TEE di Tipo II-CAR, e dello 0,46 % per i TEE di Tipo III.

In particolare, analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I e di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 103,72 € (rispettivamente 103,32 € e 103,19 € le medie dei TEE di Tipo I e di Tipo II di aprile), i TEE di Tipo II-CAR, sono stati quotati ad una media di 103,53 € (103,14 € ad aprile), i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 103,74 € (rispetto a 103,27 € di aprile) e i TEE di Tipo V, assenti sulla piattaforma il mese scorso, hanno registrato un prezzo medio pari a 103,98 €.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.376.690 TEE (735.709 di Tipo I, 1.274.843 di Tipo II, 58.936 di Tipo II CAR, 307.146 di Tipo III e 56 di Tipo V).

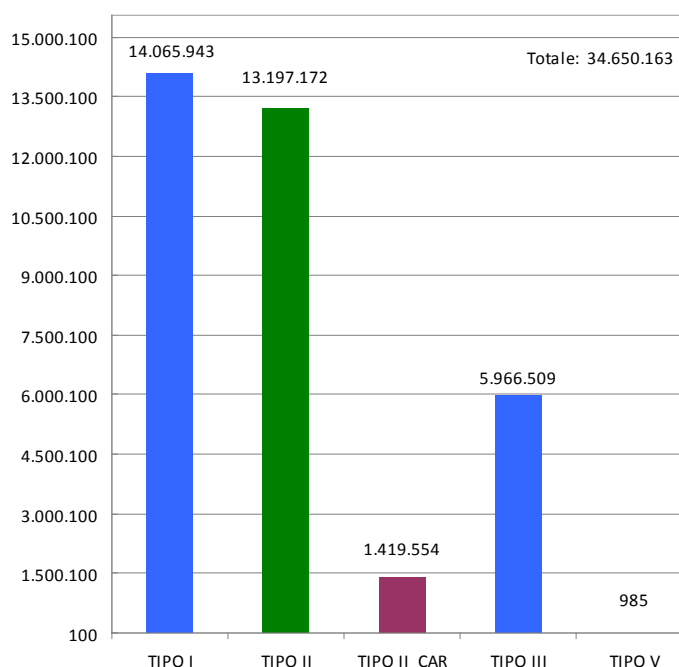
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n.TEE)	116.951	257.350	10.314	86.173	56
Valore Totale (€)	12.129.887,81	26.692.993,90	1.067.791,90	8.939.672,22	5.822,88
Prezzo minimo (€/TEE)	99,00	98,00	102,65	102,55	103,98
Prezzo massimo (€/TEE)	104,20	104,15	104,00	104,00	103,98
Prezzo medio (€/TEE)	103,72	103,72	103,53	103,74	103,98

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine maggio 2015 (dato cumulato)

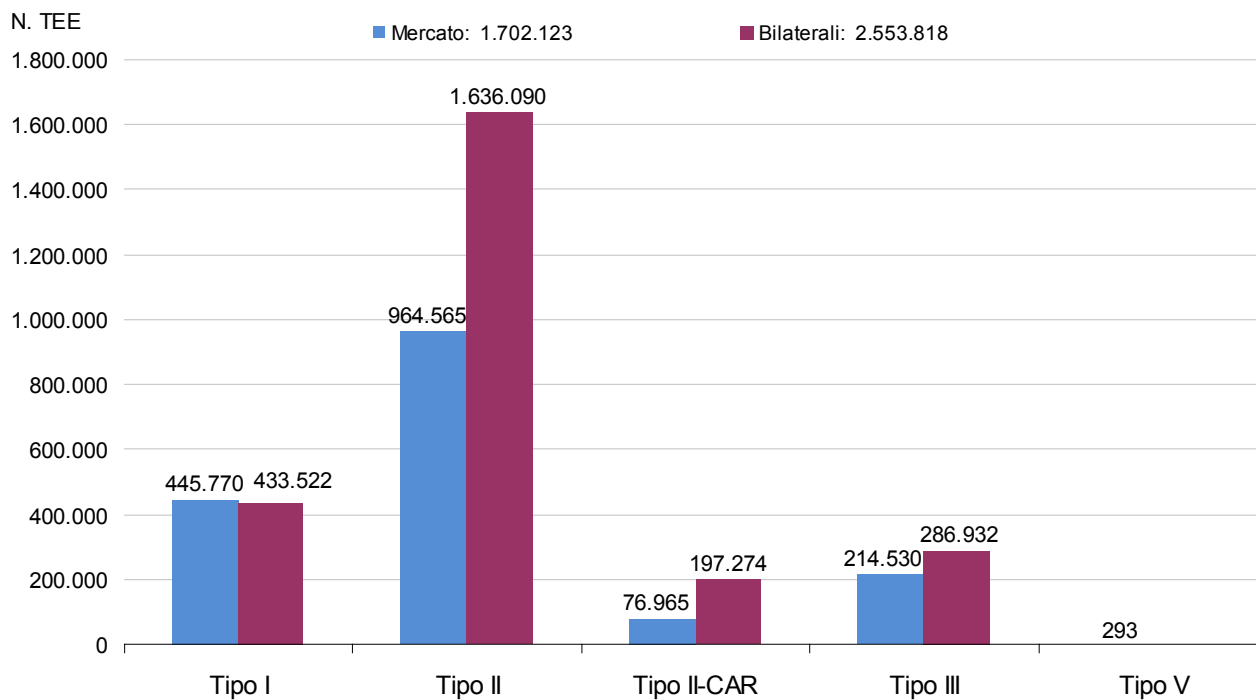
Fonte: GME



(continua)

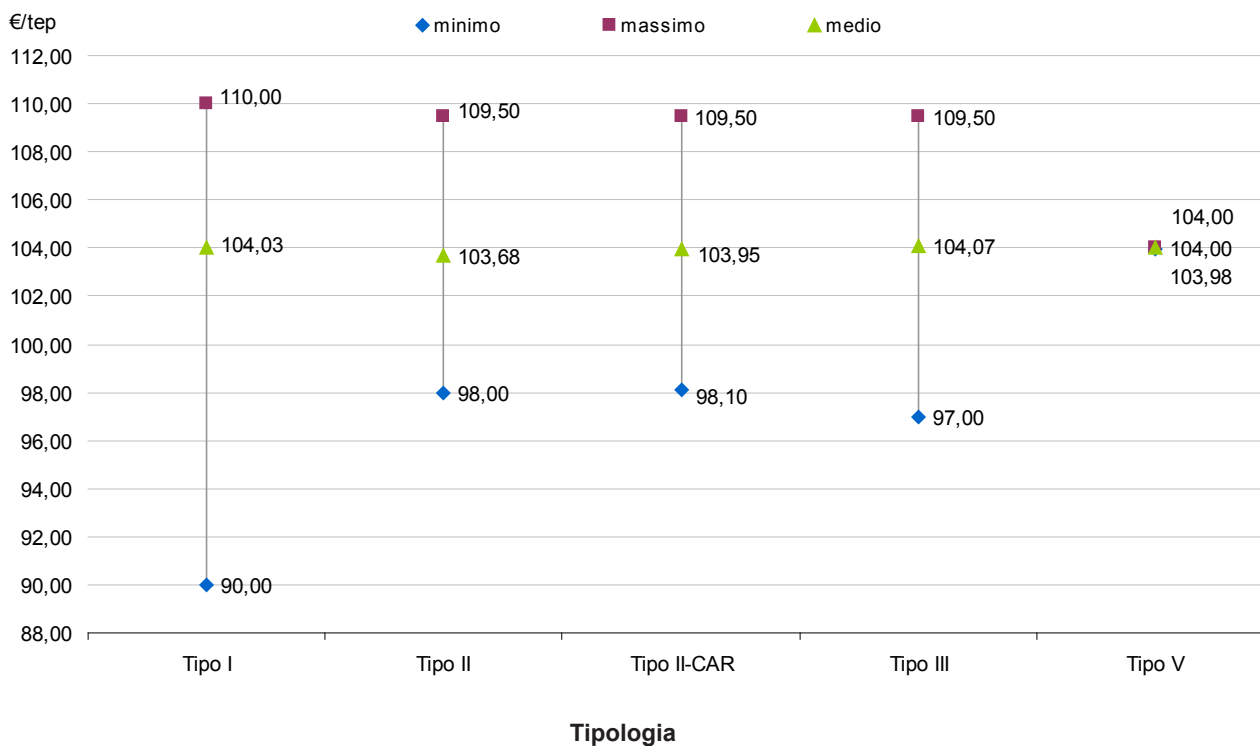
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

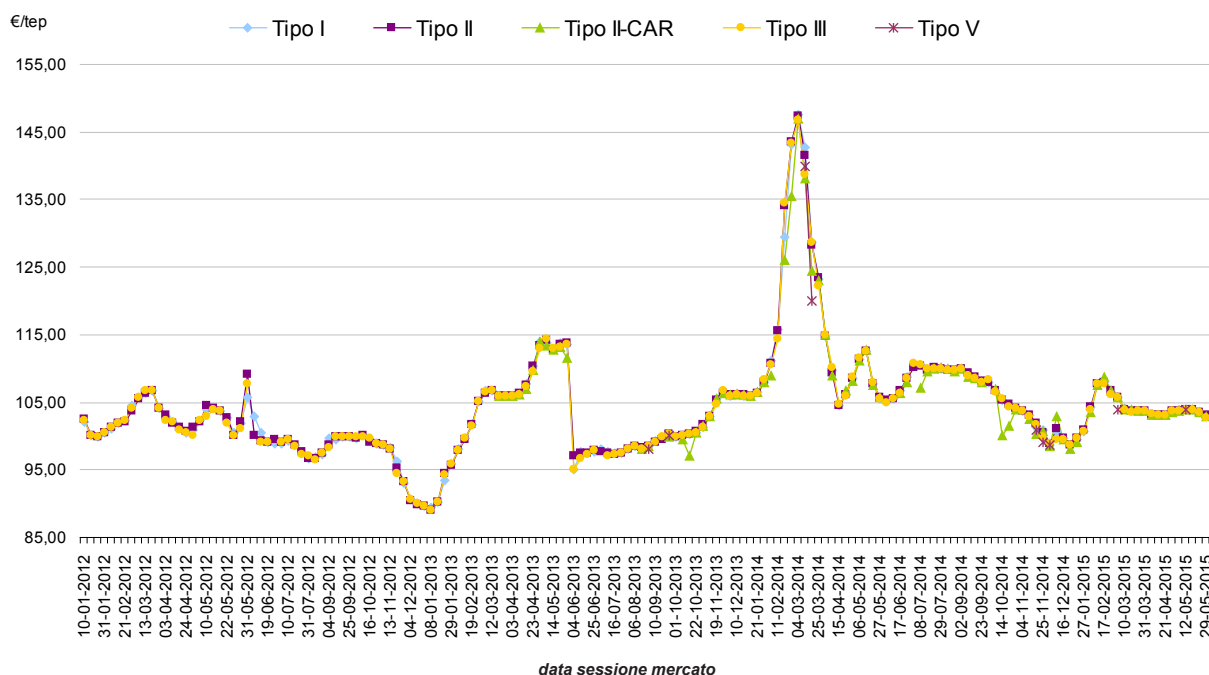
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



Nel corso del mese di maggio 2015 sono stati scambiati 880.600 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (606.523 TEE nel mese di aprile 2015).

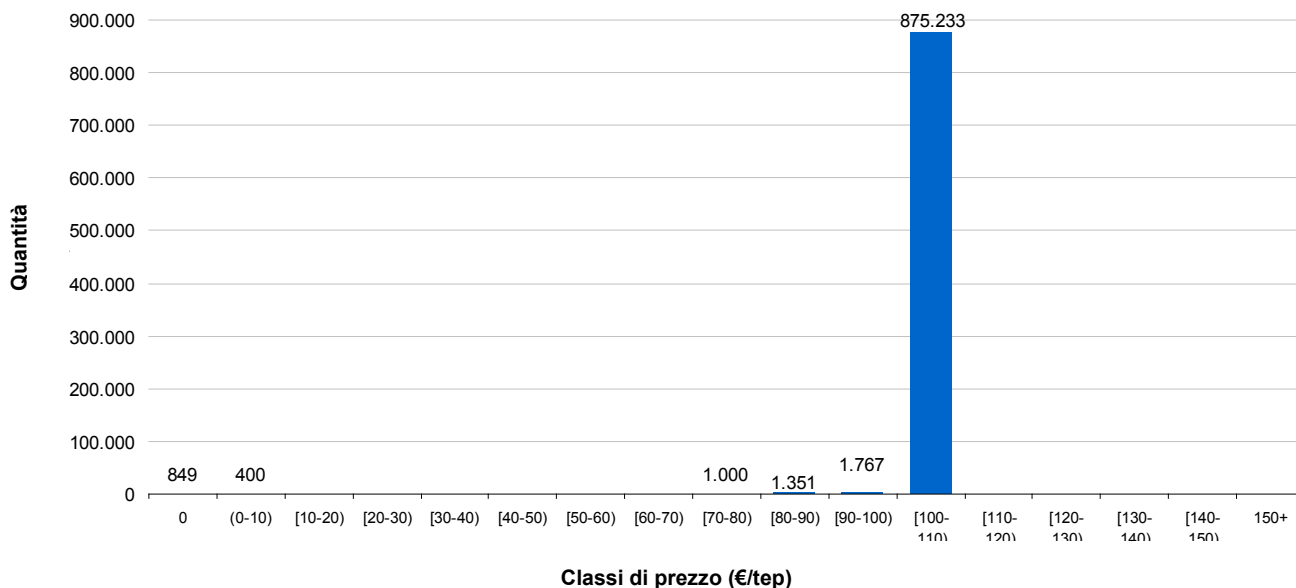
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 104,33 €/tep (101,88 €/tep lo scorso aprile), mag-

giore di 0,61 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 103,72 €/tep (103,23 €/tep ad aprile).

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - maggio 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di maggio 2015, sono stati scambiati 639.033 CV, in diminuzione, rispetto ai 831.199 CV scambiati nel mese di aprile.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 I Trim con 351.439 certificati (374.713 i CV 2015 I Trim scambiati lo scorso mese), dei CV 2014 IV Trim, con 155.313 titoli (389.922 i CV 2014 IV Trim scambiati ad aprile), e dei CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 62.898 CV (32.912 i CV 2013 IV Trim relativi allo scorso mese).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 III Trim con 33.894 certificati (13.717 i CV 2014 III Trim scambiati ad aprile), i CV 2013 III Trim con 15.721 certificati e i CV 2013 TRL IV Trim con 9.660 CV, assenti entrambi sulla piattaforma il mese scorso, e i CV 2014 II Trim che hanno raggiunto un volume totale pari a 3.901 titoli (8.773 i CV 2014 II Trim, presenti sul mercato ad aprile).

Chiudono l'elenco dei volumi scambiati nel mese di maggio, i CV 2013 II Trim con 2.978 certificati (159 i CV 2013 II Trim ad aprile), i CV 2014 I Trim con 2.215 CV (9.003 i CV 2014 I Trim presenti il mese scorso sulla piattaforma), e i CV 2013 I Trim con 1.014 titoli (2.000 i CV 2013 I Trim, quotati il mese scorso).

Per quanto riguarda i prezzi medi per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV nel mese di maggio, è stato osservato per i CV 2013 I Trim, un prezzo medio pari a 88,57

€/MWh, in diminuzione, rispetto al mese precedente, di 1,49 €/MW, per i CV 2013 II Trim, un prezzo medio pari a 89,22 €/MWh, in calo di 0,11 €/MW, e per i CV 2013 III Trim, un prezzo medio pari a 89,30 €/MWh.

I CV 2013 IV Trim sono stati negoziati ad un prezzo medio pari a 89,43 €/MWh, in aumento di 0,05 €/MWh, rispetto al mese di aprile, mentre per i CV 2013 TRL IV Trim è stata rilevata una media pari a 84,52 €/MWh.

Per i CV 2014 I Trim e per i CV 2014 II Trim, il prezzo medio è stato pari a 97,22 €/MWh, ed ambedue le tipologie sono risultate in crescita di 0,02 €/MWh rispetto al mese scorso. I CV 2014 III Trim, scambiati ad un prezzo medio di 97,25 €/MW, hanno registrato un incremento di 0,05 €/MWh, rispetto al mese precedente.

Il prezzo medio dei CV 2014 IV Trim, pari a 97,19 €/MWh, ha registrato, invece, una contrazione di 0,01 €/MWh, rispetto ad aprile.

Infine, i CV 2015 I Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio di 98,80 €/MWh, in aumento di 0,25 €/MWh rispetto al mese scorso.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di maggio 2015.

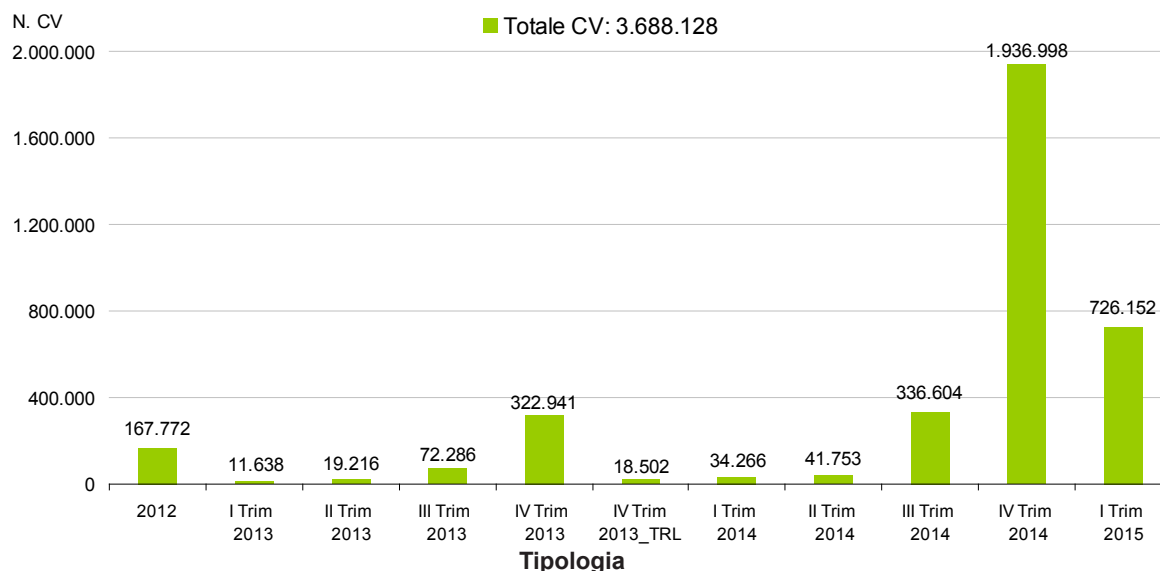
CV, risultato del mercato GME - aprile 2015

Fonte: GME

	Periodo di riferimento									
	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	I Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	1.014	2.978	15.721	62.898	9.660	2.215	3.901	33.894	155.313	351.439
Valore Totale (€)	89.814,00	265.707,34	1.403.909,18	5.625.186,93	816.508,88	215.349,19	379.265,97	3.296.228,76	15.095.356,03	34.722.793,85
Prezzo minimo (€/CV)	86,00	86,00	89,01	88,00	84,34	97,15	97,15	97,20	89,90	98,45
Prezzo massimo (€/CV)	88,61	89,30	89,60	89,90	84,90	97,26	97,26	97,28	97,24	99,23
Prezzo medio (€/CV)	88,57	89,22	89,30	89,43	84,52	97,22	97,22	97,25	97,19	98,80

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

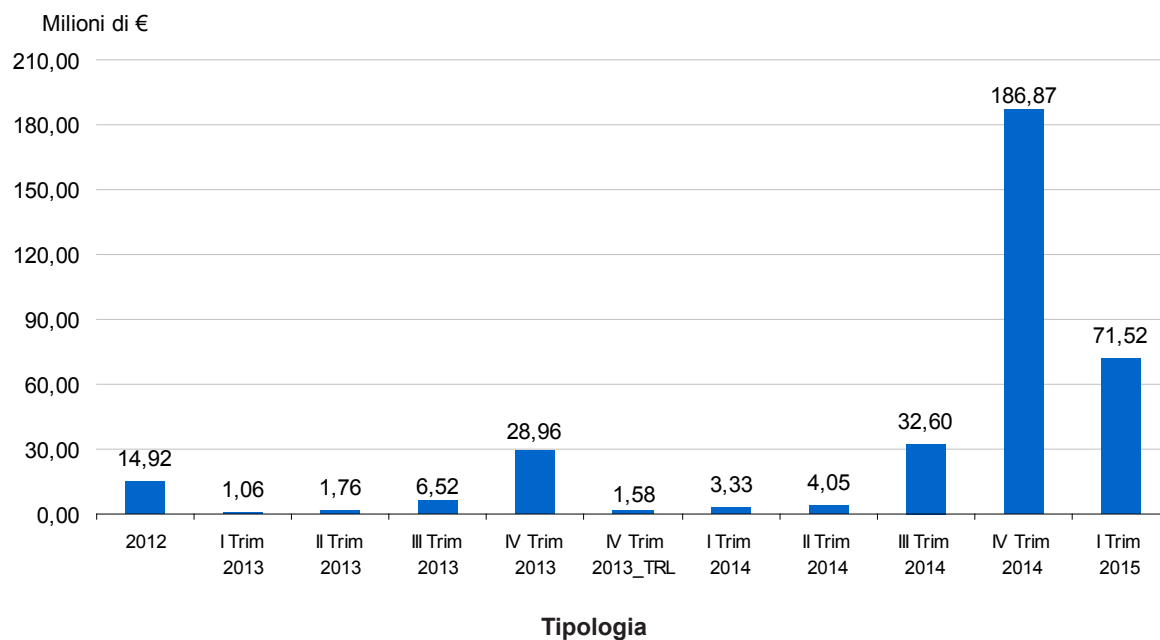
Fonte: GME



(continua)

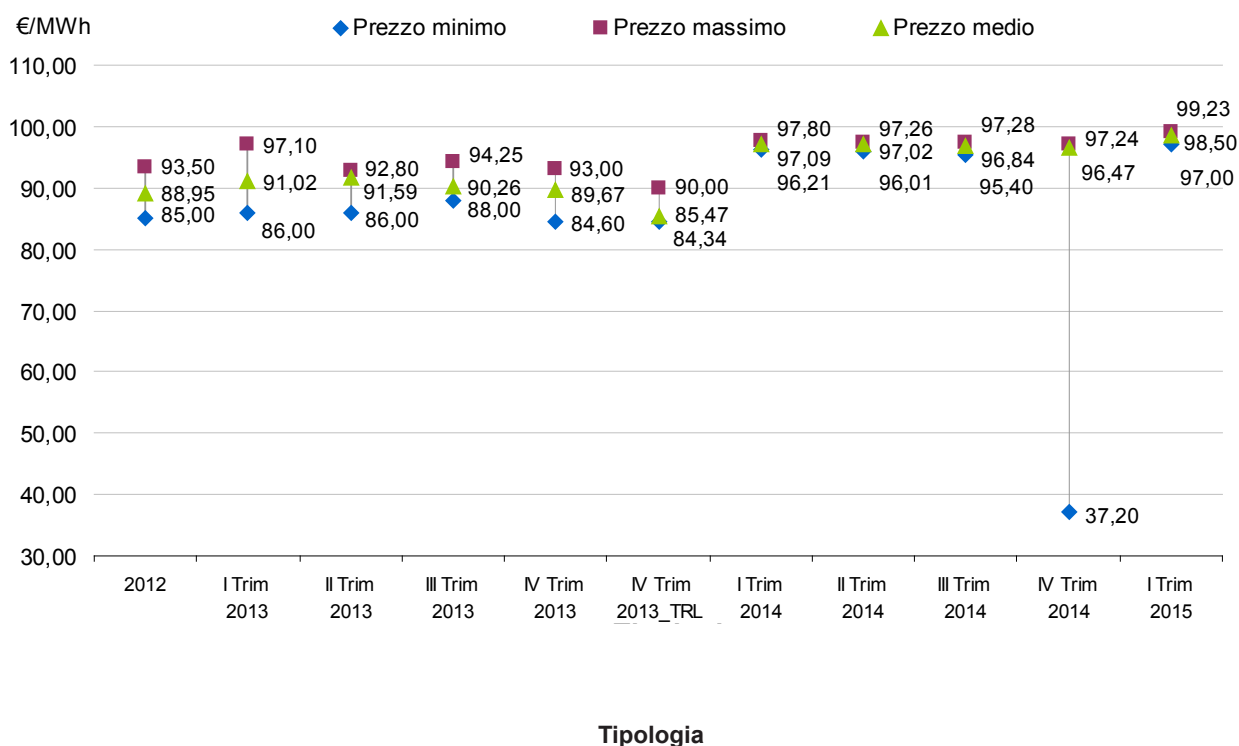
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di maggio 2015 sono stati scambiati 1.691.307 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (2.281.592 CV nel mese di aprile).

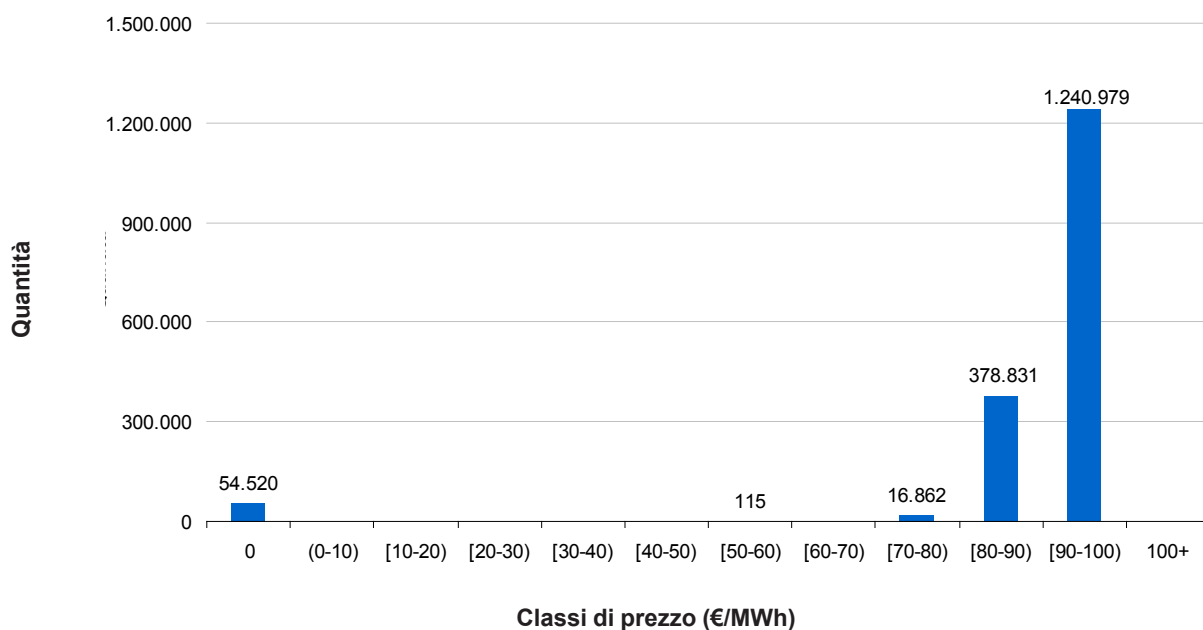
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di maggio, è stata pari a 90,84 €/MWh,

minore di 6,04 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (96,88 €/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 - maggio 2015

Fonte: GME



DOWNSTREAM E USI FINALI DEL GNL

di Tommaso Franci, Donatella Bobbio (REF-E)

(continua dalla prima)

I punti di stoccaggio satellite del GNL a servizio degli usi finali sono in genere dotati di un impianto di gassificazione che consente di disporre del gas naturale nelle modalità consuete, fornendo utenze singole per attività produttive, reti di distribuzione locale o stazioni di rifornimento per autoveicoli alimentati a gas naturale compresso (CNG).

I punti di stoccaggio a servizio degli usi finali possono essere utilizzati anche per rifornire direttamente di GNL mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici che consentono l'alimentazione di propulsori a gas naturale. Ciò consente di utilizzare il gas naturale come combustibile per mezzi di trasporto delle merci su grandi distanze, sia tramite veicoli terrestri pesanti che tramite navi, alimentati a GNL. Nel caso del rifornimento di navi e imbarcazioni alimentate a GNL presso depositi costieri, tale attività si configura come bunkeraggio (bunkering) o rifornimento per navigazione interna o internazionale, a seconda della tipologia di imbarcazione fornita. Nel caso del rifornimento di mezzi per il trasporto terrestre pesante è necessario che le stazioni di rifornimento si dotino delle tecnologie per rifornire direttamente di GNL i serbatoi criogenici dei veicoli.

Questi sviluppi della filiera tecnologica del GNL permettono di allargare la gamma dei mezzi di trasporto che utilizzano il gas naturale come combustibile e quindi di usufruire dei benefici economici, energetici e ambientali offerti dall'utilizzo di questo vettore energetico. La diffusione del GNL come combustibile per i mezzi di trasporto in modo generalizzato richiede però lo sviluppo di specifiche dotazioni infrastrutturali, in Italia oggi quasi del tutto assenti.

In realtà diverse da quella italiana la catena logistica della distribuzione del GNL può essere sviluppata anche partendo da impianti di liquefazione del gas naturale come nel caso della Norvegia. Ciò può avvenire presso i grandi impianti di liquefazione per l'esportazione del GNL localizzati nelle aree di estrazione del gas naturale in cui è presente questo tipo di infrastruttura. In determinate condizioni vengono utilizzati anche impianti di liquefazione di piccola scala.

La filiera in Italia

Con riferimento agli sviluppi prevedibili a breve e medio termine per il downstream del GNL nella realtà italiana è necessario evidenziare le caratteristiche della prima fase della catena logistica che consente l'approvvigionamento dagli stoccaggi di GNL presso i terminali di rigassificazione.

Questa prima fase si configura in modi diversi a partire dal tipo di localizzazione dei terminali, data la presenza peculiare in Italia di terminali off-shore, come quello di Livorno, o senza collegamento con la rete stradale o ferroviaria, come quello di Rovigo. In questi casi il primo anello della catena logistica è inevitabilmente il punto di carico per una nave cisterna

destinata a rifornire uno stoccaggio intermedio costiero di GNL. Nel caso degli altri stoccaggi di GNL presenti sul territorio presso terminali costieri collegati con la rete stradale o ferroviaria invece il punto di carico può essere predisposto per le autocisterne o i vagoni cisterna da utilizzare per le fasi successive di distribuzione agli utenti finali.

La presenza di una rete di impianti di stoccaggio attrezzati con punti di carico rappresenta il presupposto per i successivi sviluppi della distribuzione in funzione del tipo di uso finale a cui è destinato il GNL: a) mezzi stradali pesanti alimentati a GNL; b) navi alimentate a GNL; c) varie tipologie di utenze di gas naturale off-grid (civili, industriali, stazioni di rifornimento GNC). Questi tre ambiti si configurano con proprie specificità che caratterizzano la fasi successive della catena logistica ed afferiscono anche a segmenti specifici nei mercati dei combustibili e di consumi energetici.

Diffusione della filiera del downstream del GNL nelle realtà extraeuropee

Il Giappone è una delle principali realtà in cui si è sviluppata la catena logistica di distribuzione del GNL. L'arcipelago giapponese è infatti il primo importatore mondiale di GNL ed è dotato di più di 30 terminali di rigassificazione utilizzati prevalentemente per l'importazione. In questo contesto si è sviluppato in modo significativo il trasporto del GNL via mare nelle acque interne del paese, al fine di raggiungere reti locali di distribuzione e utenze industriali off-grid. Cinque terminali svolgono questa funzione e sono alimentati tramite navi cisterna di piccola scala che vengono caricate presso i grandi terminali di importazione.

La realtà nord-americana è, al di fuori dell'Europa, quella in cui si sta assistendo al maggior sviluppo nell'uso del GNL come combustibile per la navigazione, come effetto delle limitazioni al contenuto di zolfo del combustibile previste nelle *Emission Control Area* (ECA)² che comprendono tutte le coste statunitensi e canadesi, sia sul versante pacifico che atlantico. Allo stato attuale sono attivi più di una decina di terminali di bunkeraggio per navi alimentate a GNL concentrati prevalentemente sulla costa atlantica, e ne è prevista l'attivazione di una ventina già autorizzati.

La Cina invece costituisce la principale realtà mondiale di diffusione del GNL come combustibile per il trasporto terrestre pesante. Già nel 2013 erano presenti circa 1330 stazioni di rifornimento di GNL che costituiscono più del 90% di quelle esistenti a livello mondiale.

Anche nella realtà statunitense è rilevante lo sviluppo della catena logistica per la distribuzione del GNL al fine di fornire reti locali di distribuzione, utenze industriali e stazioni di rifornimento di GNL in aree off-grid. Questo sviluppo nella realtà USA è sinergico con la presenza significativa di impianti

DOWNSTREAM E USI FINALI DEL GNL

(continua)

di liquefazione del GNL di piccola scala connessi alla rete di trasporto del gas naturale, che consentono lo stoccaggio con funzioni di riserva per i momenti di punta della domanda nelle reti di distribuzione.

Diffusione della filiera del downstream del GNL in Europa

La rete infrastrutturale per il downstream del GNL è già presente in alcuni paesi europei, in particolare Spagna, Gran Bretagna, Olanda, Belgio, Francia e Portogallo dove presso alcuni terminali GNL - o nel caso della Norvegia presso impianti di liquefazione alimentati dai campi di estrazione - sono stati realizzati punti di carico di GNL per veicoli cisterna GNL o bettoline cisterna GNL per il successivo trasporto presso punti di rifornimento (nei porti per le navi alimentate o lungo la rete stradale per i veicoli pesanti alimentati) (Figura 2). In ambito UE, quelli oggi presenti nel Mediterraneo sono solo in Spagna e Francia³.

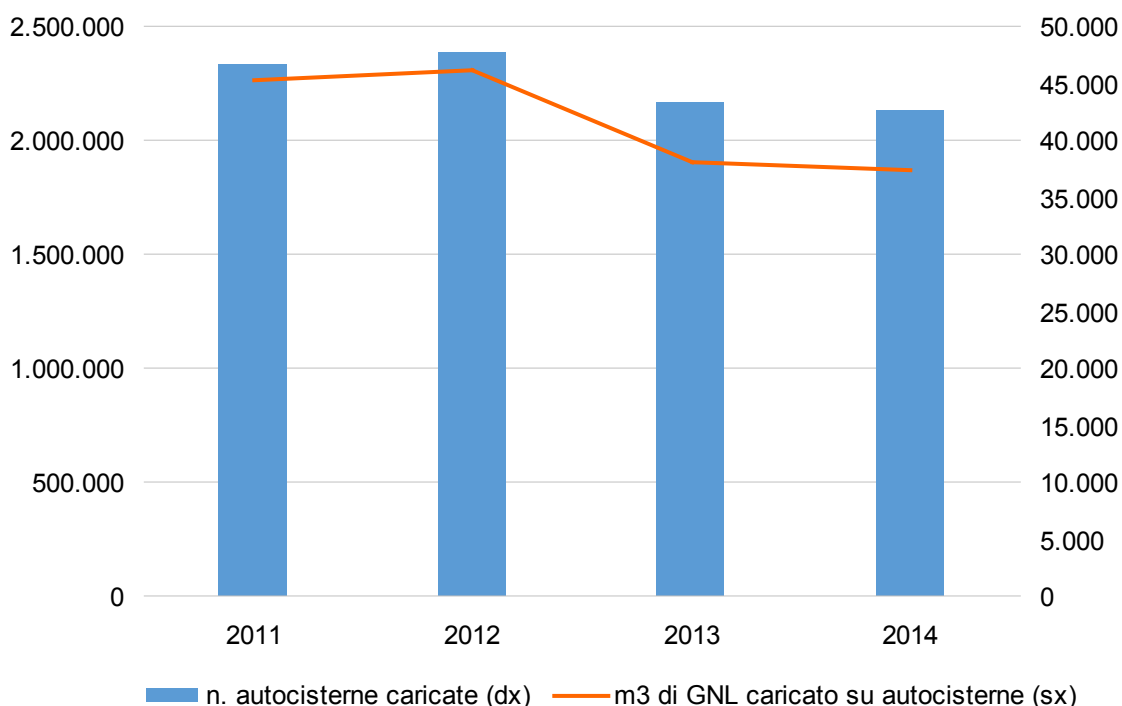
La Spagna, che è il paese con il maggior numero di terminali,

ha anche la principale dotazione di servizi in questo ambito, con sei terminali su sei dotati di impianti per il carico di autocisterne e uno attrezzato per il carico di navi cisterna.

La Francia registra la presenza di impianti per carico di navi cisterna in tre terminali su quattro, e in due per il carico di autocisterne. Sono inoltre presenti servizi sia per il carico di navi cisterna che autocisterne presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, e il solo servizio per le autocisterne presso il terminale di Sines in Portogallo e di Gate in Olanda.

Secondo i dati GIE, nel 2011 e il 2012 nella UE sono stati movimentati dai terminali, tramite autocisterna, circa 2 milioni di m3 di GNL all'anno, nel biennio successivo (2013-2014) si è registrato un calo dei flussi legato al trend generale di calo dei consumi con circa 1.9 milioni di m3 movimentati annualmente. Il numero di autocisterne caricate è stato mediamente di circa 45000 all'anno. Nel 2014 tali volumi costituiscono circa il 6% del GNL importato (32.4 milioni di tonnellate) in Europa dai terminali.

Figura 2. UE, Movimentazione GNL tramite autocisterne (2011-2014)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GIE-GLE

DOWNSTREAM E USI FINALI DEL GNL

(continua)

Nel 2014 l'85% (circa 1.6 mln di m3) dei volumi movimentati da autocisterne è stato caricato dagli impianti presso i terminali di rigassificazione spagnoli. Il 10% dei volumi movimentati è stato caricato presso il terminale portoghese. Seguono il terminale belga con il 3.5%, quelli francesi con l'1.2% e quello olandese con meno dello 0.5 dei volumi movimentati tramite autocisterna.

La direttiva 2014/94/UE per i combustibili alternativi

La diffusione del GNL come combustibile nel trasporto marittimo e terrestre, insieme agli usi nei settori industriale e civile, sta diventando una delle nuove priorità delle politiche energetiche dell'UE.

La recente comunicazione⁴ della Commissione sulla strategia energetica UE, rilasciata il 26 febbraio 2015, prevede in particolare due iniziative che coinvolgono la filiera del GNL: 1) la definizione entro il 2016 di una specifica strategia UE nel settore GNL ai fini degli obiettivi di sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti; 2) la predisposizione entro il 2017 di un piano di azione per la decarbonizzazione nel settore trasporti che includerà tra i suoi contenuti qualificanti gli usi del GNL per il trasporto marittimo e quello pesante terrestre.

La prospettiva di intervento tracciata dalla comunicazione è coerente con quanto già previsto dalla direttiva 2014/94/UE per i combustibili alternativi, che prevede l'incremento nell'uso dell'elettricità, dell'idrogeno e del gas naturale (CNG e GNL) nei trasporti, al fine di ridurre i consumi di prodotti petroliferi e di conseguenza le emissioni inquinanti, sia sotto il profilo degli obiettivi di miglioramento della qualità dell'aria che di riduzione delle emissioni climateranti.

Per consentire la diffusione dei combustibili identificati come alternativi nel mercato europeo, la direttiva prevede la definizione di standard tecnici comuni e la realizzazione di un livello minimo di dotazione infrastrutturale per le diverse tecnologie lungo i principali corridoi e direttrici infrastrutturali a livello europeo, sia per il trasporto terrestre che marittimo.

Il principale adempimento previsto dalla direttiva è l'adozione da parte di ciascun paese membro di un "quadro strategico nazionale"⁵ per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture. La direttiva dovrà essere recepita entro il 18 novembre 2016.

Il GNL nella direttiva 2014/94/UE

La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo nelle zone di controllo delle emissioni, come

previsto dalla direttiva 2012/33/UE⁶, e indica l'obiettivo dello sviluppo di una rete centrale europea di punti di rifornimento per le navi alimentate a GNL che includa: terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio.

Per il trasporto su strada, l'uso del GNL viene individuato come tecnologia efficace ed economica per consentire ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI, di cui al regolamento (CE) n. 595/2009⁷, e viene indicato l'obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra gli impianti di stoccaggio intermedio e le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL. Quindi, secondo la direttiva 2014/94/UE, lungo la rete centrale delle direttrici individuate dal programma TEN-T⁸, gli stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di stazioni di rifornimento aperte al pubblico. La distanza indicativa tra le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL non dovrebbe superare i 400 km. Nella direttiva viene affrontato il problema cruciale della disponibilità e della omogeneità, a livello europeo, delle norme tecniche che oggi, per alcuni anelli della catena logistica della distribuzione del GNL come combustibile, non sono disponibili o non sono omogenee nei diversi paesi in cui sono disponibili. La direttiva esplicita tra le finalità generali quella di stabilire specifiche tecniche comuni per le infrastrutture necessarie alla diffusione dei combustibili alternativi, elaborate da parte degli organismi competenti a livello europeo sia per la filiera del trasporto marittimo che per quello terrestre. A questo fine la direttiva prevede una delega alla Commissione per modificare o integrare la direttiva stessa in riferimento agli sviluppi delle normative tecniche. Inoltre, in assenza di norme tecniche rese disponibili dagli organismi competenti, viene conferita anche la delega alla Commissione per l'adozione di atti che definiscano i requisiti tecnici comuni, in particolare per le interfacce degli impianti di bunkeraggio delle navi alimentate a GNL per gli aspetti di sicurezza nello stoccaggio terrestre e le procedure di bunkeraggio, sempre con riferimento a i punti di rifornimento delle imbarcazioni alimentate a GNL.

Il GNL nei Quadri strategici nazionali

A livello nazionale, la direttiva prevede che ogni quadro strategico elaborato dagli stati comprenda per il GNL i seguenti elementi:

- valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo;
- obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per il GNL;
- misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali.

DOWNSTREAM E USI FINALI DEL GNL

(continua)

In particolare per il GNL, la direttiva prevede che in ogni paese membro:

- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento nei porti marittimi e di navigazione interna per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T, designati nel quadro strategico nazionale;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento accessibili al pubblico almeno lungo la rete stradale centrale TEN-T per i veicoli pesanti alimentati a GNL;
- venga attivato di un sistema di distribuzione, comprese le strutture di carico per veicoli cisterna di GNL per rifornire i punti di rifornimento presso i porti e la rete stradale.

Gli stati membri devono notificare alla Commissione i rispettivi quadri strategici nazionali entro il 18 novembre 2016 in corrispondenza della data fissata per il recepimento della direttiva. Successivamente è prevista una procedura di monitoraggio che prevede una relazione da parte di ogni paese, in cui dovrà essere documentato lo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, ed in particolare per il GNL i punti di rifornimento nei porti e le stazioni di rifornimento accessibili al pubblico per i mezzi su gomma.

Il Piano Nazionale Strategico per il GNL (PNS-GNL)

Il Governo italiano ha già avviato dal 2014 un importante percorso, attraverso la costituzione di un Gruppo di coordinamento nazionale, volto alla predisposizione di uno

studio sugli aspetti normativi, tecnici ed economici, nonché quelli attinenti alla sicurezza e all'impatto sociale per l'utilizzo del GNL nei trasporti marittimi e su gomma limitatamente al trasporto pesante (camion, autobus, treni), con l'obiettivo della predisposizione del PNS-GNL⁹, in coerenza con la direttiva 2014/94/UE, al fine di darne tempestiva attuazione.

I lavori del gruppo di coordinamento per la fattibilità del PNS-GNL sono stati articolati in due ambiti costituiti dalle tematiche trasversali e dalle tematiche settoriali relative allo sviluppo degli utilizzi del GNL. Per ogni tematica è stato attivato un sottogruppo che vede la partecipazione di istituzioni, associazioni di categoria, imprese e centri di ricerca.

Le tematiche trasversali sono: 1) autorizzazioni; 2) approvvigionamento e stoccaggio; 3) accettabilità sociale e divulgazione; 4) sicurezza dello stoccaggio e distribuzione.

Le tematiche settoriali sono: 1) trasporto navale, 2) trasporto pesante su terra (camion e ferrovie); 3) usi industriali, civile e trasporto leggero (CNG).

La prima fase di definizione del PNS-GNL si concluderà entro giugno con la stesura di una bozza del documento da parte del MSE, a cui seguirà una fase di consultazione pubblica. L'adozione del PNS-GNL con requisiti adeguati all'evoluzione delle politiche e del mercato in questo settore potrebbe costituire un forte viatico per la partecipazione attiva del sistema-paese al processo di definizione di una Strategia GNL per l'UE entro il 2016, come recentemente annunciato dalla Commissione.

¹ Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (GU L 307 del 28.10.2014).

² La Convenzione internazionale MARPOL per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi dedica l'allegato VI alla prevenzione dell'inquinamento atmosferico, con particolare riferimento alle emissioni di ossidi di zolfo e azoto. Per queste emissioni sono individuate delle aree di controllo delle emissioni (ECA) in cui vigono limiti alle emissioni o al contenuto di inquinanti nei combustibili più restrittivi di quelli previsti a livello globale. In particolare per gli ossidi di zolfo (SOx) le aree di controllo delle emissioni sono denominate SECA (*sulphur emission control area*).

³ L'attuale sviluppo della rete infrastrutturale per la filiera dei nuovi usi del GNL, sia nella UE che in realtà extra UE, è stato documentato e analizzato, anche dal punto di vista delle implicazioni regolatorie, in due recenti report dell'ACER ("Regulatory implications of new developments in the gas supply chain", ACER, ottobre 2014) e del CEER ("CEER Status Review on monitoring access to EU LNG terminals in 2009-2013", CEER, ottobre 2014). Il rapporto del CEER è finalizzato alla verifica del livello e delle modalità di utilizzo dei terminali di rigassificazione nella UE, nel contesto di un lasso temporale che ha visto da una parte il calo della domanda di gas naturale e dall'altra, con la crisi ucraina, una maggiore attenzione al ruolo di queste infrastrutture in chiave di diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Gas Infrastructure Europe (GIE), l'associazione europea dei gestori di infrastrutture per il trasporto di gas naturale, fornisce tramite la propria pagina web (<http://www.gie.eu/index.php/maps-dat>) un servizio di monitoraggio dello sviluppo nella dotazione infrastrutturale del settore che include informazioni specifiche relative ai servizi forniti presso i terminali di rigassificazione e ai i servizi forniti da infrastrutture di piccola scala per le diverse tipologie di destinazione finale del GNL.

⁴ "A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy", COM (2015) 80

⁵ Articolo 3 della direttiva 2014/94/UE; nel testo inglese è denominato "*national policy framework*".

⁶ Direttiva 2012/33/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre 2012, che modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 327 del 27.11.2012).

⁷ Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2009, relativo all'omologazione dei veicoli a motore e dei motori riguardo alle emissioni dei veicoli pesanti (euro VI) e all'accesso alle informazioni relative alla riparazione e alla manutenzione del veicolo e che modifica il regolamento (CE) n. 715/2007 e la direttiva 2007/46/CE e che abroga le direttive 80/1269/CEE, 2005/55/CE e 2005/78/CE (GU L 188 del 18.7.2009).

⁸ Il programma TEN-T (Trans European Network – Transport) promuove lo sviluppo delle infrastrutture tramite il sostegno ad azioni di studio, sviluppo di progettazione, azioni dimostrative, progetti pilota e realizzazione di interventi considerati prioritari in base agli indirizzi della politiche UE.

⁹ <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/per-i-media/notizie/2030620-gnl-verso-il-piano-strategico-nazionale>

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 239/2015/R/eel** | **“Regime di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con Francia, Austria e Slovenia per il 2016. Possibile revisione dei criteri di determinazione dei volumi allocabili su base annuale e mensile”** | **pubblicato il 21 maggio 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/239-15.jsp>

Con il DCO in oggetto l’Autorità consulta gli operatori elettrici in merito alla revisione delle attuali modalità di compensazione economica riconosciute agli assegnatari dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto transfrontaliera nel caso di riduzioni della capacità disponibile (c.d. procedure di *curtailment*).

Tale processo consultivo si inserisce nell’ambito delle attività di implementazione volontaria delle procedure standard europee per l’allocazione della capacità di trasmissione sul lungo termine (c.d. Harmonised Auction Rules - HAR). Ai sensi dell’Art. 8 del Regolamento 714/2009/CE e sulla base delle relative Linee Guida emanate da ACER, l’associazione dei Gestori di Rete europei (crf. ENTSO-E) ha infatti elaborato il codice di rete UE per l’allocazione della capacità di trasmissione nel lungo termine (Forward Capacity Allocation Network Code - nel seguito: codice FCA) la cui bozza finale è attualmente al vaglio degli Stati Membri nell’ambito della prevista procedura di comitologia.

Ciò premesso, in vista dell’entrata in vigore del citato codice FCA, ENTSO-E sta parallelamente promuovendo lo sviluppo e l’implementazione volontaria di regole comuni ed uniformi a livello UE per l’allocazione della capacità transfrontaliera sulla base delle disposizioni già contenute nella bozza finale del testo del codice FCA.

A tal fine, l’Autorità, con la consultazione in oggetto, intende raccogliere l’opinione degli operatori in merito alla proposta di una possibile adozione già per il 2016, per i confini italiani sui quali è attivo il market coupling, delle regole di firmness indicate nel codice FCA.

Per regime di firmness si intende il grado di “garanzia di utilizzabilità” associato al diritto di trasporto acquisito dagli operatori.

Segnatamente, un diritto di trasporto è qualificato firm quando potrà essere esercitato in qualunque situazione al fine di importare o esportare energia elettrica tra due sistemi di mercato confinanti.

Nel caso in cui si presentino situazioni in cui – ad esempio a seguito del fuori servizio di un elemento della rete di trasporto – non è fisicamente possibile garantire lo scambio transfrontaliero, il diritto viene generalmente considerato firm anche nei casi in cui – a seguito della impossibilità di utilizzo - il suo detentore/acquirente viene comunque “indennizzato” o “compensato” con un corrispettivo che riflette il valore economico associato al diritto della capacità.

Da un punto di vista sistemico, la scelta del grado/regime di firmness da associare ai diritti di trasporto a termine, quindi su un orizzonte temporale annuale e mensile, è volta a contemperare due esigenze contrapposte:

- da una parte consentire all’acquirente/detentore del diritto una gestione efficiente del rischio che l’indisponibilità imprevista della capacità di trasporto comporta nella compravendita di energia elettrica a termine;

- dall’altra ridurre il rischio, per il gestore di rete, di dover pagare eccessive compensazioni, il cui onere complessivo ricadrebbe in ultima istanza sui consumatori finali.

Sulla base di tali considerazioni, il Regolatore ritiene infatti necessario cercare di mantenere, a livello di sistema, la spesa futura per la compensazione dei diritti su valori il più possibile vicini a quelli mediamente registrati nel corso degli ultimi anni. Allo scopo, partendo dalla ricognizione del regime firmness attualmente in essere sui diversi confini elettrici italiani, l’Autorità presenta alla valutazione degli operatori 3 possibili scenari alternativi, sviluppati sulla base dello studio condotto in materia dai TSOs dei sistemi di rete che si interfacciano sulla frontiera elettrica settentrionale.

Nell’ultimo capitolo del DCO, l’Autorità presenta inoltre un preliminare planning indicativo delle prossime azioni regolatorie funzionali all’approvazione delle HAR e, pertanto, del relativo regime di firmness.

In particolare, l’Autorità, così come gli altri regolatori europei, sarà chiamata ad esprimersi sulle HAR e sugli annex regionali di competenza nel corso del terzo trimestre 2015.

Decisioni in merito all’eventuale evoluzione del regime di firmness dipenderanno anche dagli esiti del citato studio elaborato dai TSO e dagli esiti della consultazione in oggetto. Una volta approvate, le HAR ed i relativi annex regionali, dovrebbero entrare in vigore nel corso del terzo trimestre 2015 al fine della loro applicazione per l’allocazione annuale già con riferimento all’esercizio 2016.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire al Dipartimento per la Regolazione dell’Autorità le proprie osservazioni mediante il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’AEEGSI, ovvero, sempre in formato elettronico, tramite l’indirizzo di posta elettronica (regolazione@autorita.energia.it), entro e non oltre, il 22 giugno 2015, termine di chiusura della consultazione.

■ **Delibera 29 maggio 2015/256/2015/R/EEL** | **“Aggiornamento della disciplina transitoria relativa alla specifica remunerazione della capacità produttiva”** | **pubblicata il 29 maggio 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/256-15.htm>

In relazione al meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, con il provvedimento in oggetto - nelle more dell’effettiva entrata in esercizio della nuova disciplina del sistema di remunerazione della capacità (c.d. Capacity Payment) approvata con decreto ministeriale 30 giugno 2014,

Novità normative di settore

ai sensi dell'Art. 2, comma 2, del decreto legislativo 379/03 - il Regolatore estende anche a tutto l'esercizio 2014 l'applicazione del vigente meccanismo transitorio di cui alla precedente Deliberazione AEEGSI n. 48/04.

A tal fine, con la delibera de qua, l'Autorità ha definito ex post i criteri per la determinazione del corrispettivo da riconoscere agli utenti del dispacciamento in immissione per la disponibilità della capacità produttiva, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 ed il 31 dicembre 2014, integrando e modificando allo scopo la richiamata deliberazione n.48/04.

In particolare, l'AEEGSI dispone che:

- l'ammontare dedicato alla copertura dello specifico corrispettivo, di cui all'Art.35, della deliberazione 48/04, deve essere determinato, per l'anno 2014, mantenendo invariato, rispetto al 2013, il rapporto fra il citato ammontare e la somma del numero dei giorni ad alta e media criticità per mancanza di capacità produttiva;

- alla copertura dell'onere per il riconoscimento, da parte di TERNA agli aventi diritto, del corrispettivo CAP1 relativo all'anno 2014, concorre una quota parte del gettito rinveniente, nell'anno medesimo, dall'applicazione del corrispettivo unitario di cui all'Art. 48, della deliberazione 111/06.

Rispetto alle tempistiche previste per il riconoscimento, da parte di TERNA, del corrispettivo relativo all'estensione al 2014 del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità, il Regolatore delibera che il Gestore di Rete corrisponda agli aventi diritto tutti gli importi relativi all'anno 2014 entro e non oltre il 30 giugno p.v.

GAS

Deliberazione 30 aprile 2015 199/2015/R/GAS | “Approvazione di una proposta di modifica al Regolamento della Piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale predisposta dal Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 6 maggio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/199-15.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato la proposta di modifica del Regolamento PB-GAS formulata dal GME secondo il procedimento di modifica ordinario di cui all'articolo 3, comma 3.6 del Regolamento medesimo. Al riguardo si rappresenta le proposte di modifica avanzate dal GME – preventivamente sottoposte dal medesimo Gestore ad apposito procedimento consultivo con la pubblicazione del DCO 8/2014 – si collocano nell'ambito di una revisione complessiva dei regolamenti e discipline dei mercati e delle piattaforme organizzate dal GME al fine di conseguire maggiore uniformità regolatoria tra disposizioni che interessano in modo trasversale i diversi mercati/piattaforme in materia di:

- misure disciplinari adottate dal GME a seguito di violazioni da parte degli operatori delle disposizioni ivi contenute;
- criteri di ammissione, esclusione e sospensione degli operatori dai predetti mercati/piattaforme;
- previsioni in materia di verifica delle

contestazioni delle operazioni di mercato. In particolare nel caso specifico della piattaforma PB-GAS le principali proposte di modifica presentate dal GME ed approvate dall'AEEGSI hanno determinato inter alia:

- in ragione della natura obbligatoria della piattaforma, l'eliminazione dell'esclusione (unitamente al richiamo scritto in forma pubblica) dal novero delle misure disciplinari che possono essere adottate dal GME a seguito di una violazione da parte dell'operatore delle previsioni di cui al Regolamento;
- l'introduzione dell'istituto della sospensione sia nel caso di mancato pagamento da parte dell'operatore della pena pecuniaria adottata dal GME sia a seguito del mancato ottemperamento da parte dell'operatore degli obblighi di comunicazione nei confronti del GME o qualora l'operatore medesimo risulti irreperibile. A seguito dell'adozione della deliberazione in oggetto, il GME ha provveduto a pubblicare il nuovo Regolamento PB-GAS sul proprio sito internet.

Comunicato del GME | “ In vigore la nuova versione del Regolamento P-GAS” | pubblicata il 26 maggio 2015 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=208>

Facendo seguito all'adozione da parte dell'AEEGSI del parere 197/2015/I/GAS - mediante il quale l'AEEGSI stessa ha espresso nei confronti del Ministero dello Sviluppo Economico parere favorevole alle proposte di modifica del Regolamento P-GAS, formulate dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 3.4 del regolamento medesimo - ed alla successiva approvazione delle predette proposte da parte del Ministero medesimo, con il presente comunicato in oggetto il GME ha reso noto alla compagine dei soggetti interessati la pubblicazione del nuovo Regolamento P-GAS. Le proposte di modifica avanzate dal GME, che si collocano nell'ambito di una revisione complessiva dei regolamenti e discipline dei mercati e delle piattaforme organizzate dal GME, riguardano essenzialmente le disposizioni relative a :

- misure disciplinari adottate dal GME a seguito di violazioni da parte degli operatori delle disposizioni di cui al regolamento/disciplina;
- criteri di ammissione, esclusione e sospensione degli operatori dai mercati/piattaforme;
- previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

In considerazione della natura trasversale delle predette disposizioni nell'ambito dei Regolamenti e Discipline dei mercati/piattaforme gestite dal GME, fatte salve naturalmente le necessarie differenze connesse alla specificità di ciascun mercato, si rammenta che il GME, con la pubblicazione del DCO 8/2014 ha effettuato un unico procedimento consultivo in merito anche al fine di illustrare agli stakeholder le proposte di modifica relative al nuovo un assetto regolatorio in modo completo ed organico.

Novità normative di settore

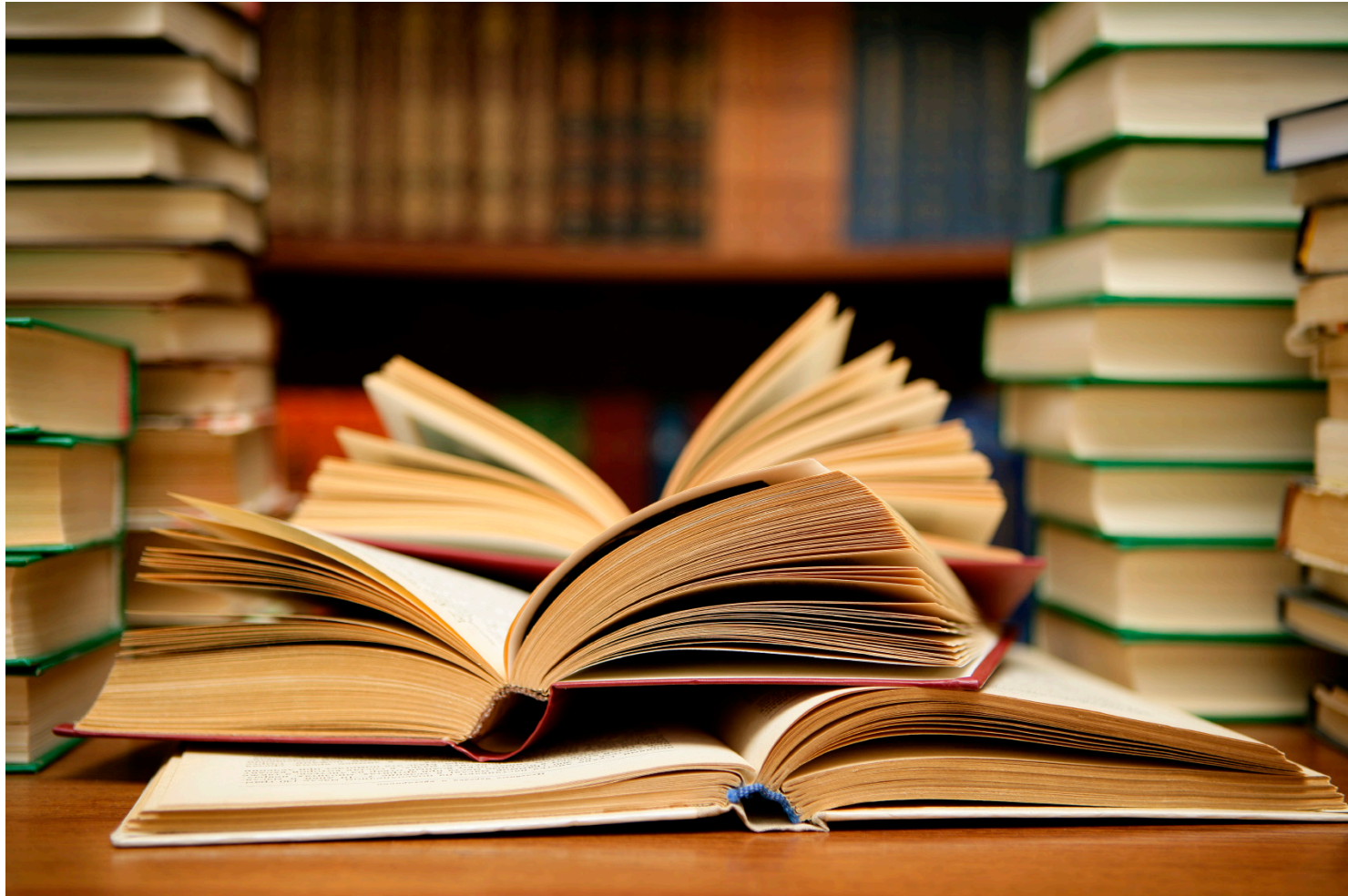
Comunicato del GME | “ Servizi REMIT: pubblicate le FAQ sul data reporting e attivate due nuove caselle di posta GME” | pubblicata il 18 maggio 2015 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=207>

Facendo seguito al precedente comunicato del GME avente ad oggetto la messa a disposizione nei prossimi mesi della Piattaforma per il Data Reporting (PDR) e della Piattaforma per le Informazioni privilegiate (PIP), con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota la pubblicazione del documento contenente le risposte alle più frequenti domande pervenute ad oggi sul servizio di data reporting (FAQ PDR). Anche sulla base di ulteriori nuovi spunti che perverranno al GME, tale documento potrà essere oggetto di successivi aggiornamenti ed integrazioni. A completamento viene altresì reso noto che il GME procederà a pubblicare una lista di FAQ analoga incentrata sulla piattaforma PIP che verrà messa a disposizione dal GME per agevolare

l'ottemperamento da parte degli operatori di mercato dei propri obblighi di **pubblicazione** delle informazioni privilegiate di cui all'articolo 4 del Regolamento REMIT.

Al fine di facilitare la comunicazione con gli operatori, il GME ha inoltre attivato due nuovi indirizzi e-mail dedicati ai quali potranno essere indirizzati eventuali richieste di chiarimento sui servizi che verranno offerti dal GME in ambito REMIT. In particolare:

- Per le richieste di informazioni sul servizio di data reporting e sulla piattaforma dedicata PDR, si invitano gli interessati a scrivere a pdr@mercatoelettrico.org
 - Per le richieste di informazioni sul servizio di pubblicazione delle informazioni privilegiate e sulla piattaforma dedicata PIP, si invitano gli interessati a scrivere a pip@mercatoelettrico.org
- Per tutte le altre domande inerenti l'attuazione del Regolamento REMIT o più in generale sull'attività di monitoraggio dei mercati energetici, si invitano gli interessati a scrivere al consueto e già noto indirizzo e-mail monitoraggio@mercatoelettrico.org



Gli appuntamenti

15 giugno 2015 - Milano

Biomasse legnose: petrolio verde per il teleriscaldamento italiano

Milano, Italia

Organizzatore: Fiper e Politecnico di Milano

www.fiper.it

15-16 giugno

4th International Conference on Environment, Energy and Biotechnology

Madrid, Spagna

Organizzatore: CBEES

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

15-19 giugno

New York Energy Week

New York, Usa

Organizzatore: EnerKnol

<http://nyenergyweek.com>

16 giugno 2015

Lo Sviluppo Sostenibile come fattore di crescita economica

Verona, Italia

Organizzatore: Federchimica

www.federchimica.it/

16 giugno

1903 le municipalizzate, 2015 le utilities. 2020?

Roma, Italia

Organizzatore: UTILITALIA

<http://www.utilitalia.it>

17-18 giugno -

Biogas Infotour in Svezia

Göteborg, Svezia

Organizzatore: Agroenergia

www.admil.com

18 giugno

Trasparenza, digitalizzazione e anticorruzione

Roma, Italia

Organizzatore: SNA

www.sna.gov.it

18 giugno

Energy Efficiency Report

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Strategy

www.energystrategy.it oppure 02.2399.9544

18 giugno

Smart utility open meter

Milano, Italia

Organizzatore: EnergiaMedia

www.industriaenergia.it

18-19 giugno

International Conference on Energy and Environment

Guimaraes, Portogallo

Organizzatore: ICEE

<http://www.icee2015.com/>

22 giugno

L'Unione energetica Europea. Quali benefici per i consumatori

Milano, Italia

Organizzatore: ENGIE (GDF Suez)

www.engie.com

23 giugno

Sunny days

Perugia, Italia

Organizzatore: SMA Italia

www.sma-italia.com

24 giugno

La remunerazione della capacità per l'adeguatezza e la flessibilità. I meccanismi per l'Italia.

Milano, Italia

Organizzatore: REF-E

www.ref-e.com

25 giugno

mcTER Forest 2015

Milano, Italia

Organizzatore: EIOM

<http://www.mcter.com>

27 giugno

Energia Elettrica da Fonte solare

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

www.enea.it/

1 luglio

Come mantenere l'incentivo per gli impianti fotovoltaici in conto energia

Roma, Italia

Organizzatore: QualEnergia

www.qualenergia.it

28-29 settembre

15° Italian Energy Summit - 2015

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

www.ilsole24ore.com

17-20 Novembre

EWEA 2015 Annual Event

Parigi, Francia

Organizzatore: Ewea

<http://www.ewea.org/annual2015/>

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, 122/124 - 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-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.