

APPROFONDIMENTI

LA FILIERA DEGLI USI FINALI DEL GNL: NUOVE REGOLE E PROGETTI INFRASTRUTTURALI

Claudia Checchi, Tommaso Franci - REF-E

Gli usi finali del GNL rappresentano oggi un mercato nascente, in Italia come nel resto d'Europa, ma con un potenziale di sviluppo relativamente elevato, numerosi progetti di sviluppo, e una realtà in vivace espansione, con interessi da parte di diversi settori e investitori¹. Frenato ad oggi dalla carenza infrastrutturale, numerose sono però le spinte verso un maggior utilizzo di questo vettore energetico. Il Decreto Legislativo 257/2016², nel recepire la Direttiva Europea sui combustibili alternativi³, oltre a prevedere una serie di norme per la promozione dell'uso del gas e del GNL nel settore, appunto, dei trasporti (che rappresentano il principale potenziale per l'utilizzo del gas liquido), ha ampliato l'ambito di intervento anche agli "altri usi" del GNL, gettando così le basi per il completamento del quadro normativo (in tema ad esempio di autorizzazioni) e regolatorio (ad esempio individuando l'ambito di intervento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il servizio idrico) fondamentale per l'avvio della fase di realizzazione dell'infrastruttura di base necessaria per lo sviluppo del potenziale di questo mercato.

Il decreto ha approvato anche il Quadro Strategico Nazionale, un atto di indirizzo delegificato, che ha il compito di formulare organicamente a livello nazionale le politiche di promozione per ogni tipologia di combustibile alternativo, partendo da una valutazione sullo stato attuale e sugli sviluppi futuri dei rispettivi mercati. Le prospettive per il mercato del GNL qui individuate sono molto incoraggianti: nel 2030 dovrebbe essere realizzata una dotazione infrastrutturale in grado di fornire da 5,300,000 t/a nello scenario minimo, a 7,100,000 t/a in quello massimo. Una capacità in grado di soddisfare il 6-7% dei consumi finali

di energia a livello nazionale, che si confronta con un mercato di dimensioni ancora embrionali, e stimato in 16,400 t/a nel 2015. Il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna, approvato nel 2016⁴, ha ribadito l'obiettivo specifico della metanizzazione della regione tramite l'utilizzo del gas naturale quale vettore energetico fossile di transizione, ma, preso atto delle mutate prospettive di mercato che hanno portato all'abbandono del progetto GALSI, che avrebbe dovuto connettere via gasdotto la Sardegna con l'Algeria e il continente, ha individuato l'utilizzo del GNL come soluzione alternativa. Sono previste infatti tre possibili soluzioni, di cui due che prevedono l'uso del GNL. A parte l'ipotesi di collegamento via pipeline con la Toscana, una prima ipotesi prevede un mini-rigassificatore, della capacità di 1-1.5 miliardi di mc annui, da posizionare in un'area industriale-portuale da cui partirebbe una dorsale Nord-Sud, con relativi gasdotti secondari, mentre una seconda prevede un sistema di depositi costieri di GNL (SSLNG) per approvvigionare le reti di distribuzione sia tramite gasdotti che tramite autocisterne e /o container. La Sardegna rappresenta un bacino di domanda che potrebbe fungere da propulsore della filiera SSLNG anche per il resto del paese, e con buone possibilità di integrazione con mercati vicini (Corsica, Malta).

Uno dei potenziali maggiori è rappresentato anche dalla recente approvazione, da parte dell'International Maritime Organization, l'agenzia dell'ONU per la navigazione marittima, dell'imposizione di un tetto globale al tenore di zolfo nei combustibili marittimi dello 0,5% dal 2020⁵.

continua a pagina 27

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2017

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

APPROFONDIMENTI

La filiera degli usi finali del GNL: nuove regole e progetti infrastrutturali

di *Claudia Checchi, Tommaso Franci*

- REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di marzo si consolidano i segnali emersi nella prima parte del nuovo anno: 1) stabilità degli acquisti nazionali che stentano a ripartire; 2) ripresa delle importazioni dall'estero e contemporaneo ripiegamento delle vendite delle unità di produzione nazionali; 3) crollo dei prezzi, riportatisi ai livelli di settembre 'pre-emergenza francese'; 4) liquidità del mercato in forte ascesa. Nel Mercato del giorno prima (MGP), il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), che a gennaio superava i 72 €/MWh, con due decisi ribassi congiunturali scede a 44,46 €/MWh; livello però ancora superiore a quello record del marzo 2016 (35,22 €/MWh). I prezzi zionali di vendita convergono attorno ai 44 €/MWh con

la sola eccezione della Sicilia che si attesta appena sopra i 50 €/MWh. La liquidità del mercato, sostenuta sul lato acquisti da Acquirente Unico e dagli sbilanciamenti a programma dei produttori bilateralisti, balza a 75,9%, oltre 6 punti percentuali in più rispetto ad un anno fa. Il neonato Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) raddoppia i volumi negoziati rispetto a febbraio con prezzi stabili, nel mese, attorno ai 30 cent.€/MWh.

Segnali di prezzi in calo giungono anche dal Mercato a Termine dell'energia (MTE), dove il prodotto Aprile 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 40,50 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di 11,07 €/MWh (-19,9%) rispetto a febbraio, ma ancora in aumento di 9,24 €/MWh (+26,2%) rispetto ad un anno fa, si porta a 44,46 €/MWh, minimo da ottobre 2016 quando i prezzi delle borse europee cominciarono a risentire degli effetti legati al fermo di alcune centrali del parco nucleare francese. L'analisi

per gruppi di ore rivela analoghe dinamiche tendenziali sia nelle ore di picco (+9,13 €/MWh; +23,7%) che nelle ore fuori picco (+9,18 €/MWh; +27,5%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 47,60 e 42,61 €/MWh. In lieve flessione, rispetto ad un anno fa, il rapporto picco/baseload a 1,07 (Grafico 1 e Tabella 1).

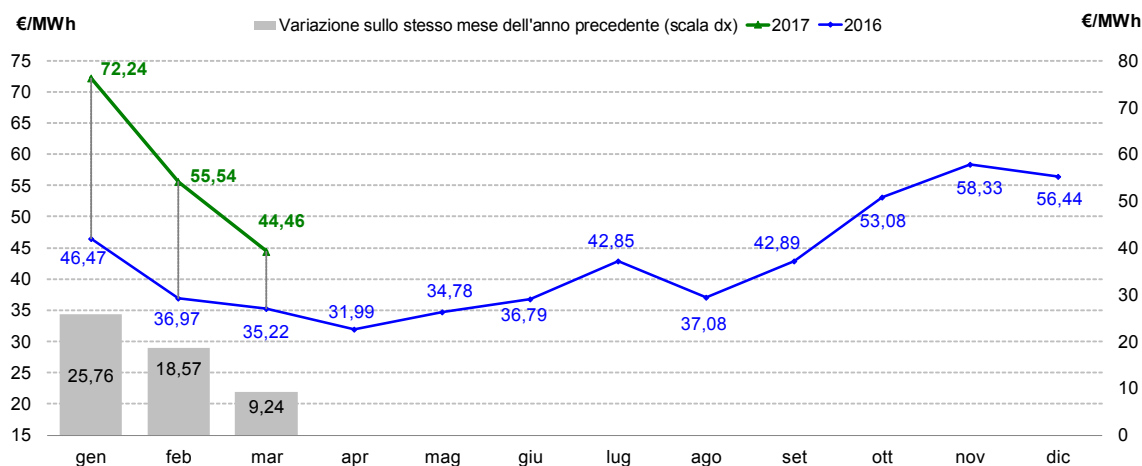
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	44,46	35,22	+9,24	+26,2%	25.115	+9,2%	33.088	+0,5%	75,9%	69,8%
<i>Picco</i>	47,60	38,47	+9,13	+23,7%	30.161	+6,6%	39.658	-1,2%	76,1%	70,5%
<i>Fuori picco</i>	42,61	33,43	+9,18	+27,5%	22.133	+10,2%	29.205	+0,9%	75,8%	69,4%
<i>Minimo orario</i>	21,43	10,94			15.216		21.449		67,5%	60,0%
<i>Massimo orario</i>	102,18	87,46			32.206		43.595		83,3%	77,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

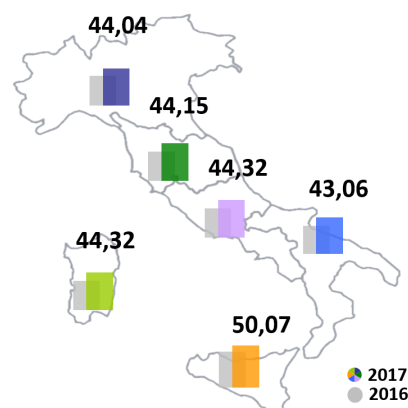
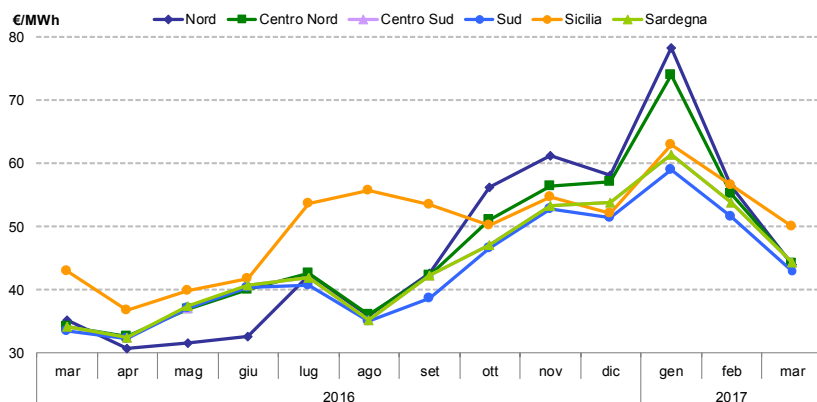


I prezzi di vendita segnano per il secondo mese consecutivo diffusi ribassi congiunturali mostrando, invece, consistenti rialzi su base annua che nelle zone peninsulari ed in Sardegna oscillano tra il 25% ed il 30%. Più contenuto l'aumento del prezzo in Sicilia (+16,3%) che

si porta a 50,07 €/MWh evidenziando però uno spread superiore a 6€/MWh con le altre zone allineate appena sopra i 44 €/MWh, ad eccezione del Sud che anche a marzo fissa il prezzo di vendita più basso con 43,06 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 24,6 milioni di MWh, registrano un incremento dello 0,5% sull'anno precedente, che però cambia di segno (-0,2%) se si considera il giorno lavorativo in più di marzo 2017 (marzo 2016 includeva peraltro anche la settimana di Pasqua). Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 18,7 milioni di MWh segnano ancora un importante incremento tendenziale

(+9,2%), il più alto degli ultimi sette mesi, mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, scendono a 5,9 milioni di MWh (-19,7%), livello minimo da luglio 2013 (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in aumento di 2,6 punti percentuali su febbraio e di ben 6,1 p.p. rispetto ad un anno fa, sale a 75,9%, ai massimi da agosto 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.660.346	+9,2%	75,9%
Operatori	10.736.186	+8,7%	43,7%
GSE	3.148.535	+5,8%	12,8%
Zone estere	4.775.625	+12,7%	19,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.924.208	-19,7%	24,1%
Zone estere	418.058	-32,6%	1,7%
Zone nazionali	5.506.150	-18,6%	22,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.584.554	+0,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.722.399	-7,9%	
OFFERTA TOTALE	43.306.953	-3,3%	

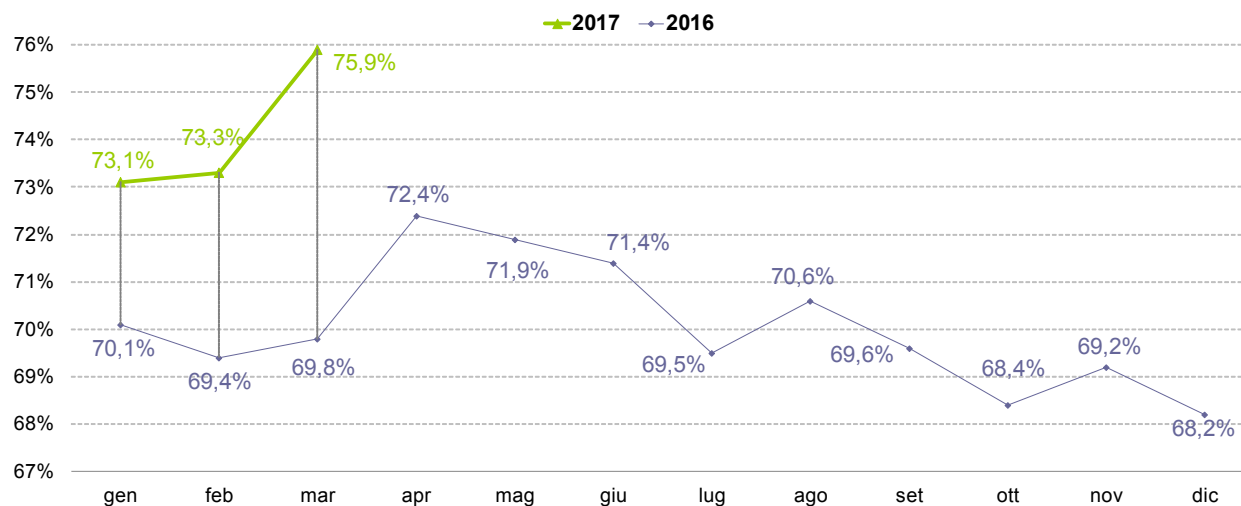
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.660.346	+9,2%	75,9%
Acquirente Unico	4.273.306	+18,6%	17,4%
Altri operatori	9.186.750	-0,1%	37,4%
Pompaggi	553	-96,2%	0,0%
Zone estere	396.167	-16,8%	1,6%
Saldo programmi PCE	4.803.570	+26,3%	19,5%
PCE (incluso MTE)	5.924.208	-19,7%	24,1%
Zone estere	27.951	-	0,1%
Zone nazionali AU	494.020	-66,8%	2,0%
Zone nazionali altri operatori	10.205.807	+5,3%	41,5%
Saldo programmi PCE	-4.803.570	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.584.554	+0,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	550.309	-63,9%	
DOMANDA TOTALE	25.134.863	-3,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, in lieve aumento rispetto ad un anno fa, si attestano a quota 24,2 milioni di MWh (+0,7%). A livello locale gli acquisti crescono in tutte le zone (in evidenza il Centro Nord con +10,9%) ad eccezione del Sud dove invece si riducono sensibilmente (-20,8%). Dopo l'ascesa registrata nei cinque mesi precedenti, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) ripiegano a 424 mila MWh (-11,0%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, dopo sette rialzi tendenziali consecutivi, segnano una flessione dell'1,1% portandosi a 19,4 milioni di MWh. Il calo delle vendite ha riguardato le zone centro-meridionali, in particolare il Sud (-11,3%) e la Sicilia (-31,3%). In ripresa, invece, dopo un semestre caratterizzato dal segno meno, le importazioni di energia dall'estero che salgono ai massimi degli ultimi tredici mesi a quota 5,2 milioni di MWh (+7,0%) (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	19.832.845	26.693	-4,4%	9.360.267	12.598	+8,1%	13.558.871	18.249	+2,0%
Centro Nord	2.744.367	3.694	-1,8%	1.804.931	2.429	+4,3%	2.649.886	3.566	+10,9%
Centro Sud	3.908.663	5.261	-13,5%	2.452.809	3.301	-2,1%	3.894.522	5.242	+1,0%
Sud	7.022.839	9.452	+3,4%	4.148.629	5.584	-11,3%	1.898.580	2.555	-20,8%
Sicilia	3.074.529	4.138	-6,7%	957.174	1.288	-31,3%	1.435.320	1.932	+6,2%
Sardegna	1.374.488	1.850	-19,7%	667.060	898	+2,2%	723.255	973	+2,2%
Totale nazionale	37.957.731	51.087	-4,8%	19.390.871	26.098	-1,1%	24.160.435	32.517	+0,7%
Estero	5.349.222	7.199	+8,5%	5.193.683	6.990	+7,0%	424.118	571	-11,0%
Sistema Italia	43.306.953	58.287	-3,3%	24.584.554	33.088	+0,5%	24.584.554	33.088	+0,5%

A marzo le vendite da impianti a fonte rinnovabile si attestano a 7,3 milioni di MWh in linea con i livelli dello scorso anno in virtù delle opposte dinamiche delle vendite da fonte idraulica (-11,1%) ed solare (+19,5%). Stabili anche le vendite da impianti a fonte tradizionale che scontano, da un lato la crescita tendenziale degli impianti

a gas (+12,8%), dall'altro la drastica riduzione di quelle da altre fonti termiche (-37,4%) ed a carbone (-3,2%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile si conferma a 37,5% (+0,5 punti percentuali), mentre quella degli impianti a gas sale a 46,7% (+5,8 p.p.) (Grafico 4).

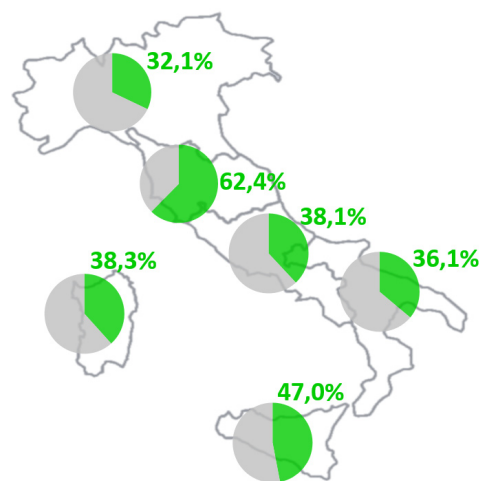
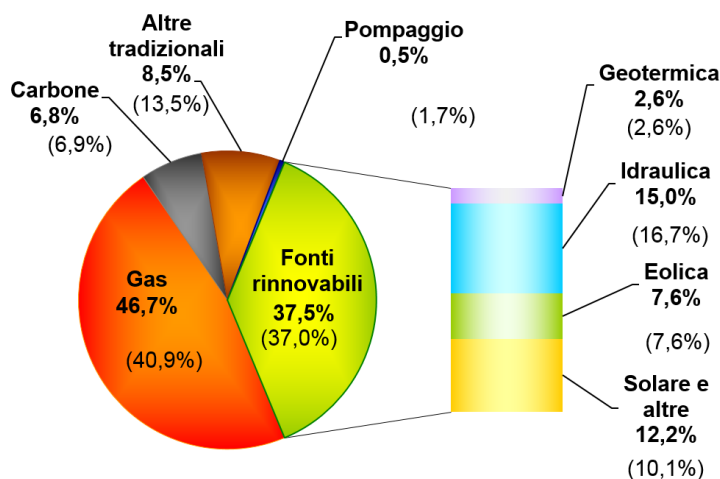
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	8.482	+19,0%	913	+8,2%	1.986	-2,4%	3.567	-23,9%	683	-31,8%	554	+12,1%	16.185	-0,0%
Gas	6.682	+32,7%	856	+18,2%	751	-9,3%	2.905	-3,8%	623	-18,7%	373	-13,9%	12.190	+12,8%
Carbone	642	-20,4%	-	-	1.039	+3,8%	-	-	-	-	84	+460,0%	1.765	-3,2%
Altre	1.158	-9,9%	57	-52,4%	195	-5,2%	662	-60,3%	60	-74,5%	97	+109,7%	2.230	-37,4%
Fonti rinnovabili	4.041	-2,0%	1.516	+2,1%	1.256	-3,4%	2.016	+25,4%	605	-30,6%	344	-10,5%	9.779	+0,1%
Idraulica	2.306	-9,8%	476	-7,3%	514	-17,2%	447	+2,4%	111	-47,0%	64	-9,2%	3.918	-11,1%
Geotermica	-	-	675	-1,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	675	-1,0%
Eolica	9	+1,3%	22	-12,7%	372	-4,2%	1.078	+33,4%	330	-38,6%	180	-24,9%	1.990	-0,8%
Solare e altre	1.726	+10,9%	343	+30,0%	370	+27,0%	491	+35,5%	165	+30,6%	101	+34,3%	3.195	+19,5%
Pompaggio	75	-81,6%	-	-	59	+67,4%	-	-	0,11	-	-	-100,0%	134	-69,6%
Totale	12.598	+8,1%	2.429	+4,3%	3.301	-2,1%	5.584	-11,3%	1.288	-31,3%	898	+2,2%	26.098	-1,1%

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 marzo sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 3.510 MWh, di cui 2.697 MWh sul confine francese (77% circa del totale), 264 MWh su quello austriaco e 549 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona quasi esclusivamente in import sulla frontiera austriaca e francese (rispettivamente 99,9% e 99,6% delle ore), mentre quella slovena evidenzia un flusso medio in export di 320 MWh nel 7,9% delle ore (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) cresce di circa il 10% rispetto a marzo 2016 su tutte le frontiere. Il market coupling ne alloca più del 90% sulla frontiera francese ed austriaca e l'81% su quella slovena. Le allocazioni con aste esplicite si riducono sensibilmente sulla frontiera austriaca e francese mentre si confermano nulle su quella slovena dove però resta inutilizzato il 19,2% della capacità disponibile in import (6,2% nel 2016) (Grafico 6, 7 e 8).

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	2.844 (2.169)	2.706 (2.099)	99,6% (99,9%)	84,8% (88,2%)	1.111 (1.524)	358 (146)	0,4% (0,1%)	- (-)
Italia - Austria	264 (199)	264 (199)	99,9% (100,0%)	99,7% (100,0%)	140 (183)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	649 (587)	573 (552)	91,5% (99,9%)	65,3% (80,3%)	668 (669)	320 (106)	7,9% (0,1%)	1,3% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

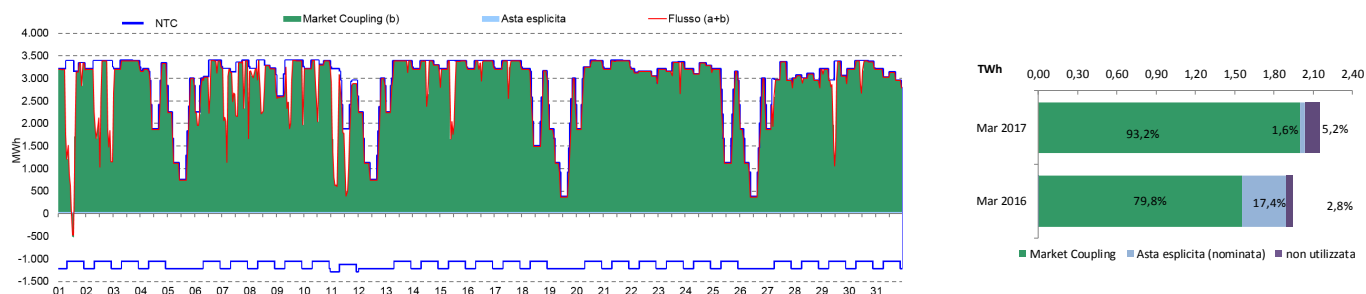


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

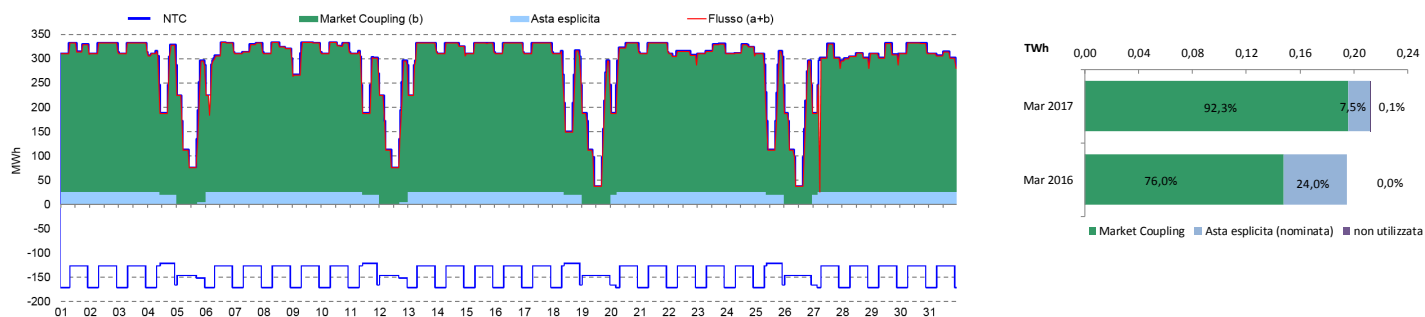
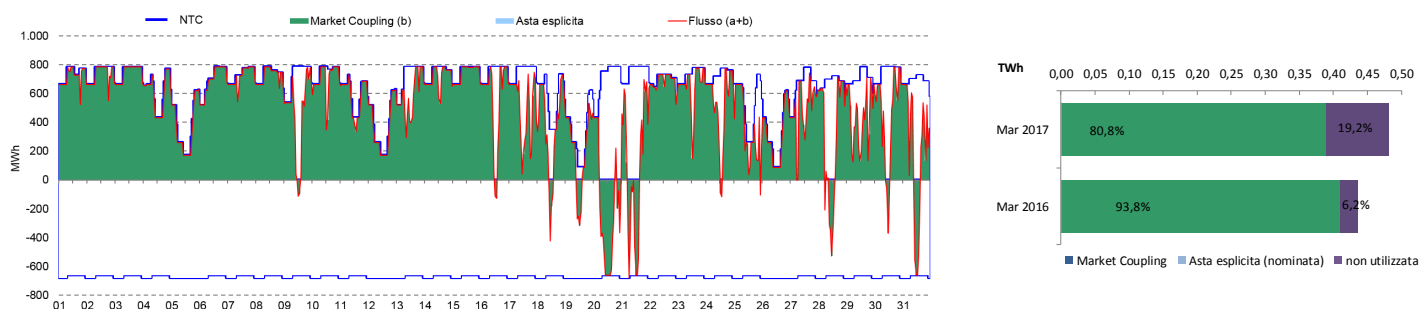


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) oscillano tra 44,16 €/MWh di MI1 e 49,64 €/MWh di MI6, tutti in netto calo rispetto a febbraio. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile un confronto omogeneo su base annua, esibiscono entrambe un rialzo del prezzo del 26,5%. Il confronto con il PUN del

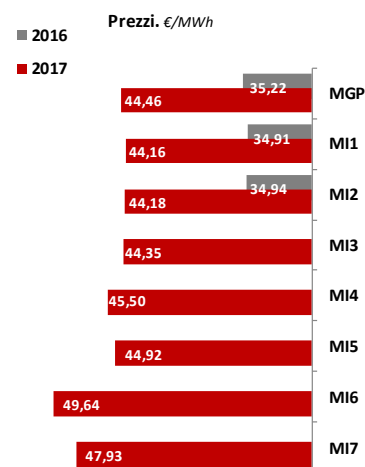
più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi medi di acquisto inferiori in tutte le sessioni di MI (Figura 1 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero si attestano a 2,3 milioni di MWh, con un calo dell'11,8% su base annua (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

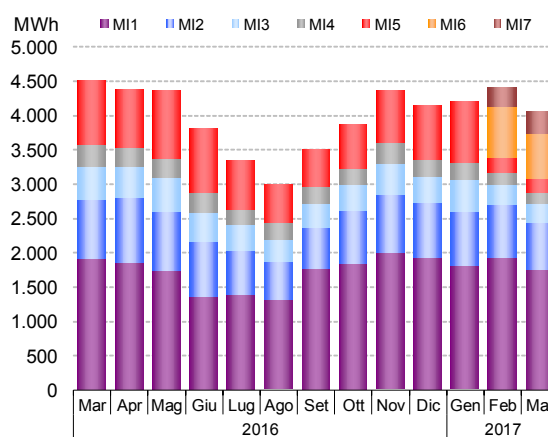
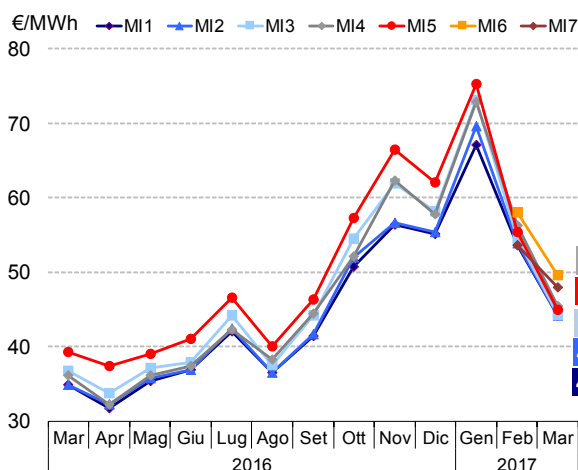
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	44,46	+26,2%	24.584.554	33.088	+0,5%
MI1 (1-24 h)	44,16 (-0,7%)	+26,5%	1.295.258	1.743	-8,7%
MI2 (1-24 h)	44,18 (-0,6%)	+26,5%	506.409	682	-21,4%
MI3 (5-24 h)	44,35 (-3,7%)	-	183.673	297	-
MI4 (9-24 h)	45,50 (-3,6%)	-	69.458	140	-
MI5 (13-24 h)	44,92 (-5,5%)	-	78.571	212	-
MI6 (17-24 h)	49,64 (-3,5%)	-	159.317	645	-
MI7 (21-24 h)	47,93 (-2,9%)	-	41.118	334	-



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

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

Fonte: GME



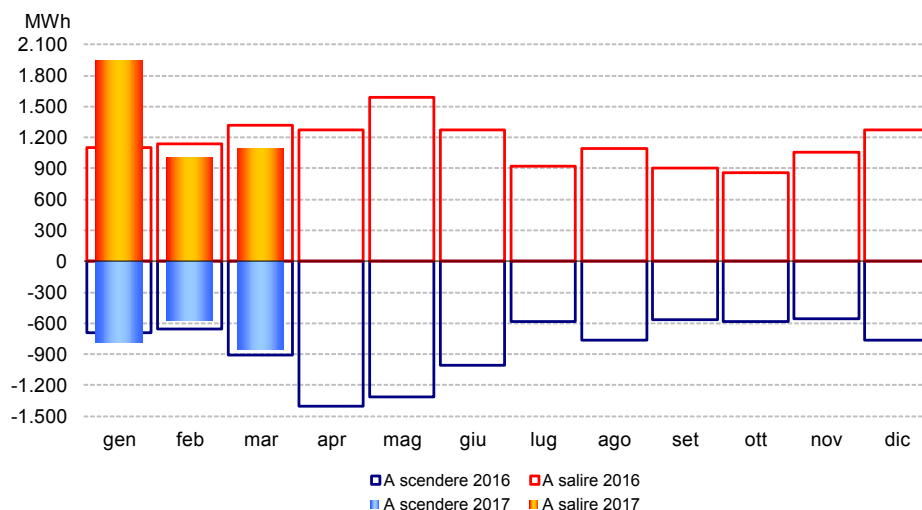
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A marzo gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, con una flessione del 17,7% su base annua, si portano a quota 808 mila MWh.

In calo anche le vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 635 mila MWh (-6,0%), tuttavia ai massimi da luglio 2016 (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

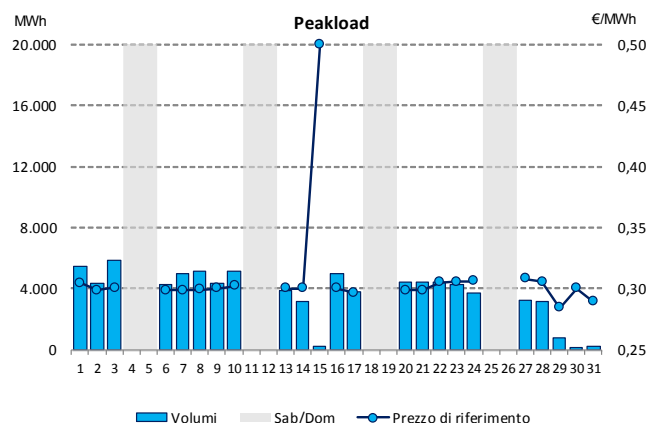
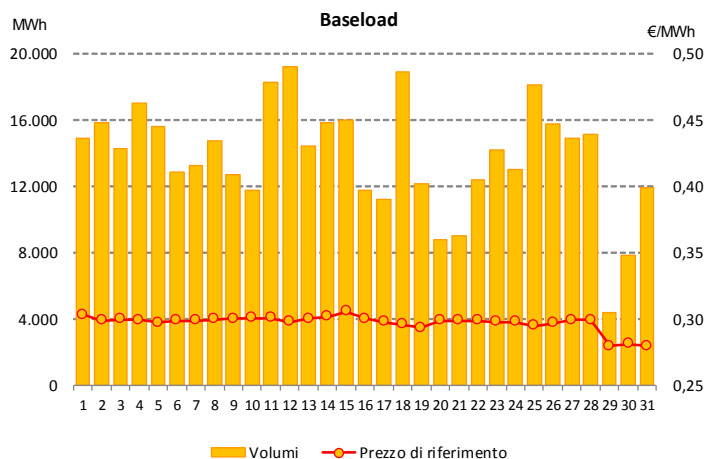
A marzo nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 468 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 309 con profilo baseload e 159 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, nei 31 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,30 €/MWh, mentre quello dei prodotti con profilo peakload, nei 23 giorni di flusso del mese, a 0,31 €/MWh. I prodotti con profilo

peakload presentano però un range di variazione del prezzo di abbinamento più ristretto (27-50 cent.€/MWh) rispetto a quelli con profilo baseload (20-50 cent.€/MWh). Raddoppiano rispetto a febbraio i volumi complessivamente scambiati su MPEG che salgono 510 mila MWh. Di questi 425.723 MWh si riferiscono ai prodotti con profilo baseload, e solo 84.360 MWh a quelli con profilo peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	309	31/31	0,30	0,20	0,50	425.723	13.733
Peakload	159	23/23	0,31	0,27	0,50	84.360	3.668
Totale	468					510.083	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 23 negoziazioni, 21 delle quali per prodotti baseload, per complessivi 213 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 690 mila MWh, in aumento del 12,5% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili nel mese evidenziano un generale consistente ribasso (Tabella 7 e

Grafico 11). Il prodotto Aprile 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 40,50 €/MWh sul baseload e 42,45 €/MWh sul peakload, ambedue in calo rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 122 e 19 MW, per complessivi 92 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Aprile 2017	40,50	-6,2%	2	8	-	8	-	122	87.840
Maggio 2017	40,90	-3,9%	2	13	-	13	-	122	90.768
Giugno 2017	41,70	-6,9%	1	3	-	3	-	122	87.840
Luglio 2017	45,45	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	40,84	-6,1%	3	13	-	13	-	119	259.896
III Trimestre 2017	46,75	-2,0%	6	16	-	16	433,3%	86	189.888
IV Trimestre 2017	46,35	-5,0%	3	10	-	10	-	82	181.138
I Trimestre 2018	46,08	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	38,26	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	41,70	-5,8%	4	12	-	12	500,0%	14	122.640
Totale			21	75	-	75			672.274

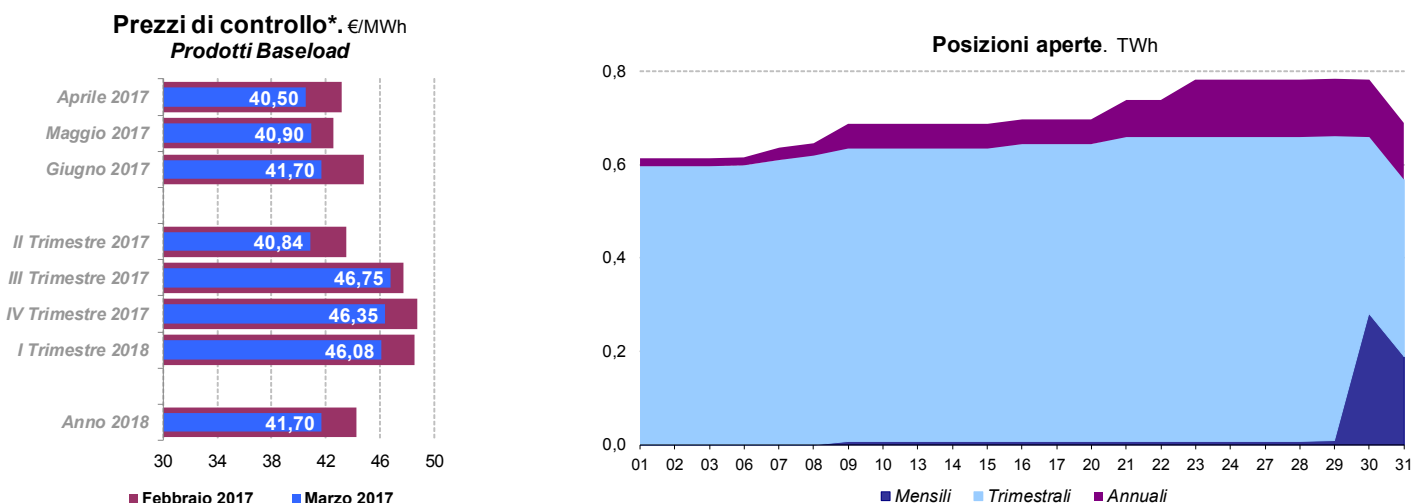
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Aprile 2017	42,45	-5,3%	-	-	-	-	-	19	4.560
Maggio 2017	44,22	-3,4%	-	-	-	-	-	19	5.244
Giugno 2017	46,73	-6,9%	-	-	-	-	-	19	5.016
Luglio 2017	52,90	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	44,57	-5,2%	2	6	-	6	-	19	14.820
III Trimestre 2017	52,23	-3,1%	-	-	-	-	-	5	3.900
IV Trimestre 2017	56,16	-4,5%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	54,65	-4,8%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	41,51	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	47,12	-5,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	6	-	6			18.060
TOTALE			23	81	-	81			690.334

* 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 marzo 2017, con una flessione tendenziale del 9,4%, scendono a 27,3 milioni di MWh. In forte calo sia le negoziazioni concluse su MTE (-81,5%), attestatesi ancora su livelli minimi a 71 mila MWh, sia le ben più consistenti transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 26,7 milioni di MWh (-10,1%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano a 510 mila MWh e rappresentano 1,9% del totale registrato (Tabella 8).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla

PCE si porta a 13,8 milioni di MWh pressoché in linea con l'anno precedente (-0,2%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma sul livello di febbraio ma cede 0,20 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,97 (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,9 milioni di MWh, segnano un sensibile calo su base annua (-19,7%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma salgono a 7,9 milioni di MWh (+22,2%).

Si riducono anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,7 milioni di MWh (-4,1%) con i relativi sbilanciamenti a programma saliti a 3,1 milioni di MWh (+16,3%).

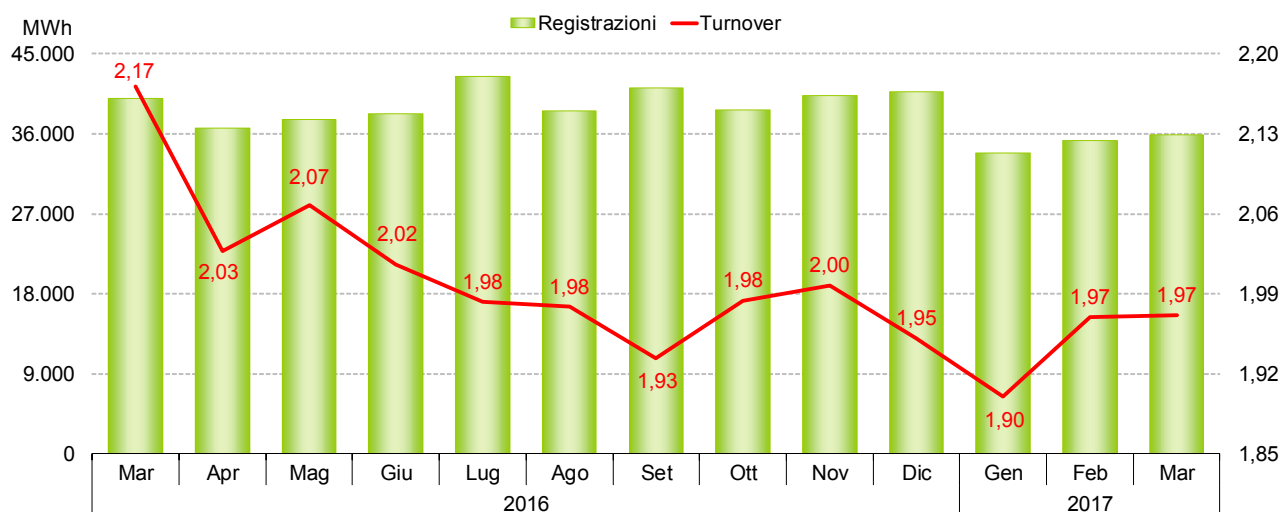
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.617.749	- 18,3%	24,3%	Richiesti	8.435.679	-8,2%	100,0%	10.841.897	-3,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	189.443	- 46,4%	0,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.030.304	+9,4%	47,8%	13.517	+314,2%	0,1%
<i>Peak</i>	170.304	- 72,8%	0,6%	Rifiutati	2.511.471	+39,2%	29,8%	114.119	-	1,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.511.135	+40,6%	29,8%	-	-	-
Totale Standard	6.977.495	- 23,1%	25,6%							
Totale Non standard	19.709.782	- 4,4%	72,3%	Registrati	5.924.208	-19,7%	70,2%	10.727.778	-4,1%	98,9%
PCE bilaterali	26.687.278	- 10,1%	97,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.519.169	-20,0%	18,0%	13.517	+315,8%	0,1%
MTE	71.222	- 81,5%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	7.909.344	+22,2%		3.105.774	+16,3%	
MPEG	510.083	-	1,9%	Saldo programmi	-	-	-	4.803.570	+26,3%	-
TOTALE PCE	27.268.583	- 9,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.833.552	- 0,2%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo i consumi di gas naturale in Italia tornano a segnare una flessione su base annua (-7,8%) dopo una serie di sette aumenti consecutivi. L'effetto temperatura incide sensibilmente sui consumi del settore civile che si riducono del 18,4% su base annua, mentre il settore termoelettrico, superate le criticità connesse al nucleare francese, rallenta sensibilmente la crescita (solo +2,3%) che aveva esibito nei mesi precedenti. In aumento anche i consumi del settore industriale (+4,7%). Sul lato offerta si registra un nuovo aumento tendenziale delle importazioni di gas naturale

(+9,1%), in particolare dall'Algeria e dal Nord Europa, che riduce sensibilmente l'erogazione dagli stoccaggi (-52,5%). Ancora in calo tendenziale la produzione nazionale (-4,9%). La giacenza di gas naturale a fine mese aumenta del 24,9% rispetto ad un anno fa.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 3,7% della domanda complessiva di gas naturale (2,6 milioni di MWh), di cui oltre la metà dei quali nel Mercato Infragiornaliero (53,2%) ad un prezzo medio di 17,63 €/MWh, in linea alla quotazione al PSV (17,79 €/MWh).

IL CONTESTO

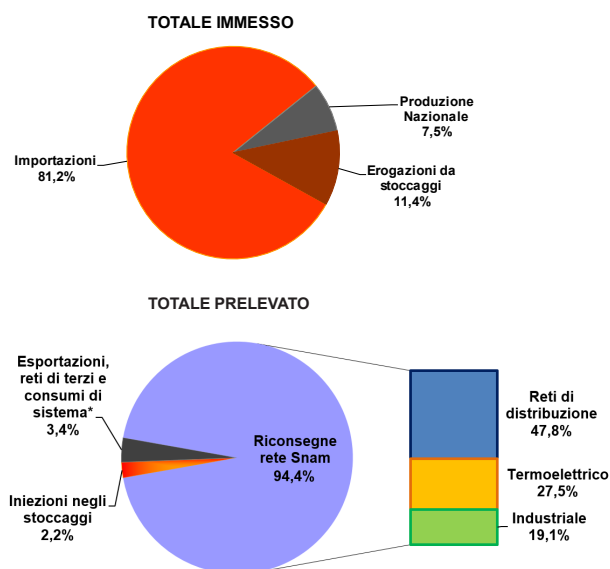
Nel mese di marzo i consumi di gas naturale in Italia, dopo i consistenti rialzi registrati nei mesi precedenti, con una flessione tendenziale del 7,8% scendono a 6.447 milioni di mc. Il calo investe soprattutto i consumi del settore civile che, in corrispondenza di temperature più miti, cedono il 18,4% su base annua attestandosi a 3.150 milioni di mc. I consumi del settore industriale, pari a 1.259 milioni di mc, segnano un incremento del 4,7% che però include l'effetto calendario (un giorno lavorativo in più). Rallenta bruscamente, invece, la crescita dei consumi di gas del settore termoelettrico che, con la ripresa delle importazioni di energia elettrica segna un modesto +2,3%, valore più basso degli ultimi sette mesi, portandosi a 1.815 milioni di mc. In aumento le esportazioni salite a 224 milioni di mc (+42,4%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 143 milioni di mc. Sul lato offerta proseguono

la crescita delle importazioni di gas naturale che si portano a 5.349 milioni di mc (+9,1%), mentre la produzione nazionale torna a registrare una flessione (492 milioni di mc; -4,9%). Tra i punti di entrata, in evidenza le importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi risultano più che quadruplicati rispetto ad un anno fa (2.220 mln mc, +320,4%); in aumento anche le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (673 mln mc, +15,2%). In significativa contrazione, invece, le importazioni del gas libico a Gela attestatesi a 359 mln mc (-20,4%), così come quelle dalla Russia a Tarvisio (1.554 mln mc, -47,0%). In lieve ripresa le importazioni GNL con Cavarzere che immette in rete 541 milioni di mc (+34,2%), mentre restano ancora fermi i rigassificatori di Livorno e Panigaglia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 749 milioni di mc (-52,5% su base annua).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.349	56,6	+9,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.220	23,5	+320,4%
Tarvisio	1.554	16,4	-47,0%
Passo Gries	673	7,1	+15,2%
Gela	359	3,8	-20,4%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+11,8%
Cavarzere (GNL)	541	5,7	+34,2%
Livorno (GNL)	1	0,0	-
Produzione Nazionale	492	5,2	-4,9%
Erogazioni da stoccaggi	749	7,9	-52,5%
TOTALE IMMESSO	6.590	69,7	-5,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	6.223	65,9	-9,0%
Industriale	1.259	13,3	+4,7%
Termoelettrico	1.815	19,2	+2,3%
Reti di distribuzione	3.150	33,3	-18,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	224	2,4	+42,4%
TOTALE CONSUMATO	6.447	68,2	-7,8%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	143	2	-
TOTALE PRELEVATO	6.590	69,7	-5,8%



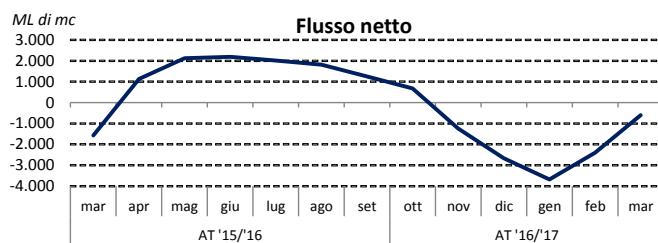
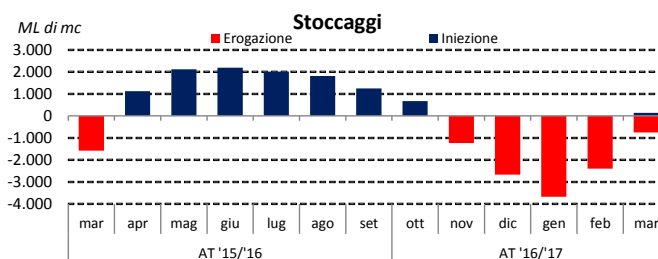
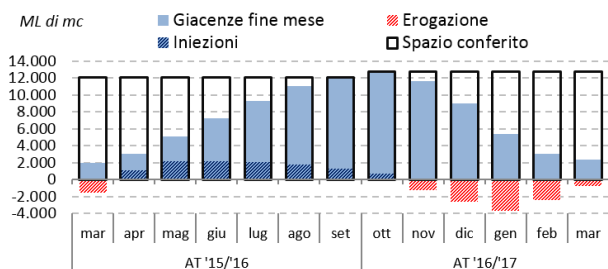
Nell'ultimo giorno del mese di marzo la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.390 milioni di mc, in aumento del 24,9% rispetto al 31 marzo del 2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 18,7%, anch'esso in rialzo rispetto ad un anno fa (+2,8 p.p.). La quotazione del

gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora in flessione sul mese precedente (-2,89 €/MWh, -14,0%), si porta a quota 17,79 €/MWh, minimo da ottobre 2016. Il confronto su base annua evidenzia, invece, ancora un forte rialzo (+ 3,76/MWh; +26,8%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2017)	2.390	+24,9%
Erogazione (flusso out)	749	-52,5%
Iniezione (flusso in)	143	-
Flusso netto	606	-61,5%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	18,7%	+2,8 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A marzo nel Mercato a pronti del gas naturale (MP-GAS) e nella Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS) sono stati scambiati 2,6 milioni di MWh, pari al 3,7% della domanda complessiva di gas naturale (5,8% a marzo 2016). Nel Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) si

sono scambiati 77 mila MWh ad un prezzo medio di 17,77 €/MWh. Nel Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS) gli scambi sono ammontati a 1,4 milioni di MWh ad un prezzo medio di 17,63 €/MWh. Il prezzo medio dei due mercati a pronti del gas risulta in linea con la quotazione al PSV.

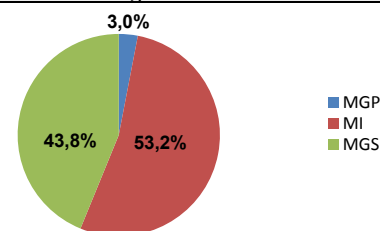
Figura 3: MP-GAS e PB-GAS*: prezzi e volumi

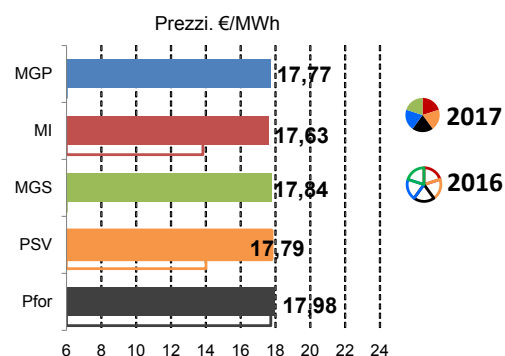
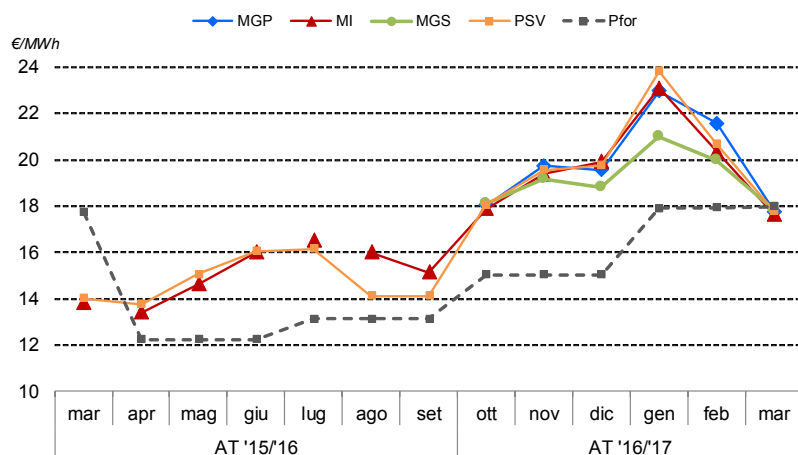
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	17,77	(-)	17,00	77.035	(-)
MI	17,63	(13,85)	15,60	1.355.870	(8.900,00)
PB-GAS					
MGS	17,84	(-)	16,98	1.117.348	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

Struttura degli scambi





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

Nel Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PBGAS sono stati scambiati 1,1 milioni di MWh.

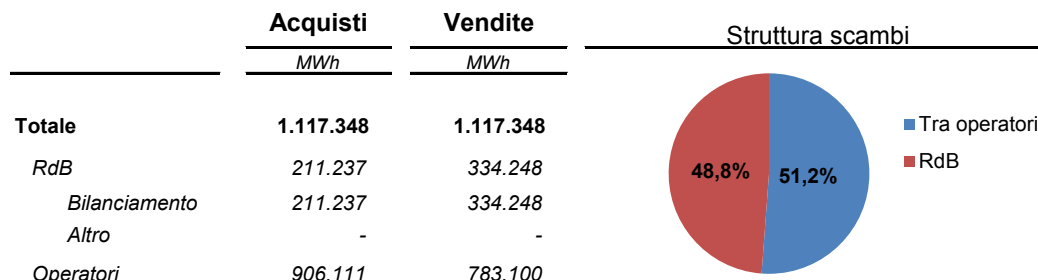
I volumi scambiati tra operatori (572 mila MWh) hanno rappresentato il 51,2% del totale scambiato, mentre l'attività

di SRG è stata pari a 334 mila MWh sul lato vendite e 211 mila MWh sul lato acquisti.

Il prezzo medio mensile si è attestato a 17,84 €/MWh, anch'esso in linea con la quotazione al PSV.

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME



A marzo nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) si registrano tre negoziazioni di cui due sul prodotto mensile Aprile 2017 e una sul trimestrale II Trimestre 2017, per complessivi 7.584 MWh.

Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 4.944 MWh, in decisa flessione rispetto a febbraio (-62,2%). I prodotti M-2017-

04, Q-2017-02 e SS-2017 chiudono il loro periodo di trading con un prezzo di controllo pari rispettivamente a 17,18 €/MWh, 19,88 €/MWh e 19,26 €/MWh, e una posizione aperta di 3.600 MWh per il mensile e 2.184 MWh per il trimestrale. I prezzi di controllo dei prodotti negoziabili nel mese evidenziano consistenti ribassi rispetto al mese precedente.

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		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-03	-	-	15,999	-36,0%	-	-	-	-	-	-	436,000	872,000
BoM-2017-04	-	-	17,185	-	-	-	-	-	-	-	120,000	3.480,000
M-2017-04	17,175	17,700	17,180	-12,4%	2	5.400,000	-	-	5.400,000	-	120,000	3.600,000
M-2017-05	-	-	17,700	-10,7%	-	-	-	-	-	-	24,000	744,000
M-2017-06	-	-	17,610	-12,8%	-	-	-	-	-	-	24,000	720,000
M-2017-07	-	-	17,670	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	17,300	17,300	19,880	0,0%	1	2.184,000	-	-	2.184,000	-	24,000	2.184,000
Q-2017-03	-	-	17,700	-5,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-04	-	-	18,520	-12,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	-	-	18,880	-9,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	-	-	17,870	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2017/2018	-	-	18,700	-11,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	19,260	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	18,120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	19,500	-14,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					3	7.584,000			7.584,000		168,000	4.944,000

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A marzo i prezzi del greggio e degli altri combustibili ripiegano dagli alti livelli con cui avevano aperto il nuovo anno, sebbene si confermino ancora in netto aumento tendenziale.

Ribassi congiunturali si osservano anche sui principali hub

europei del gas naturale con la quotazione al PSV che scende a 17,80 €/MWh. La riduzione del costo della materia prima e la risoluzione delle criticità legate al nucleare francese spingono al ribasso sia i prezzi spot dell'energia elettrica che le quotazioni di medio termine.

A marzo, il prezzo del greggio ripiega dagli alti valori su cui pareva essersi stabilizzato nei mesi precedenti scendendo a 51 \$/bbl (-6%), sebbene si confermi ancora in netta ripresa dai livelli registrati un anno fa (+36%).

Un analogo andamento si osserva anche per le quotazioni del gasolio e dell'olio combustibile (455 \$/MT; 278 \$/MT) che si confermano in decisa ripresa tendenziale (+32%; +71%) anche se in calo sul mese precedente (-6%; -7%). In flessione anche i prezzi a termine con scadenze entro l'anno corrente che disegnano, tuttavia, una curva lievemente crescente all'allontanarsi della data di scadenza. In flessione congiunturale

anche il prezzo a pronti del carbone che scende a 75 \$/MT (-9%), ma che continua a mostrare ancora un sensibile recupero rispetto ai bassi livelli raggiunti dalla commodity un anno fa (+63%).

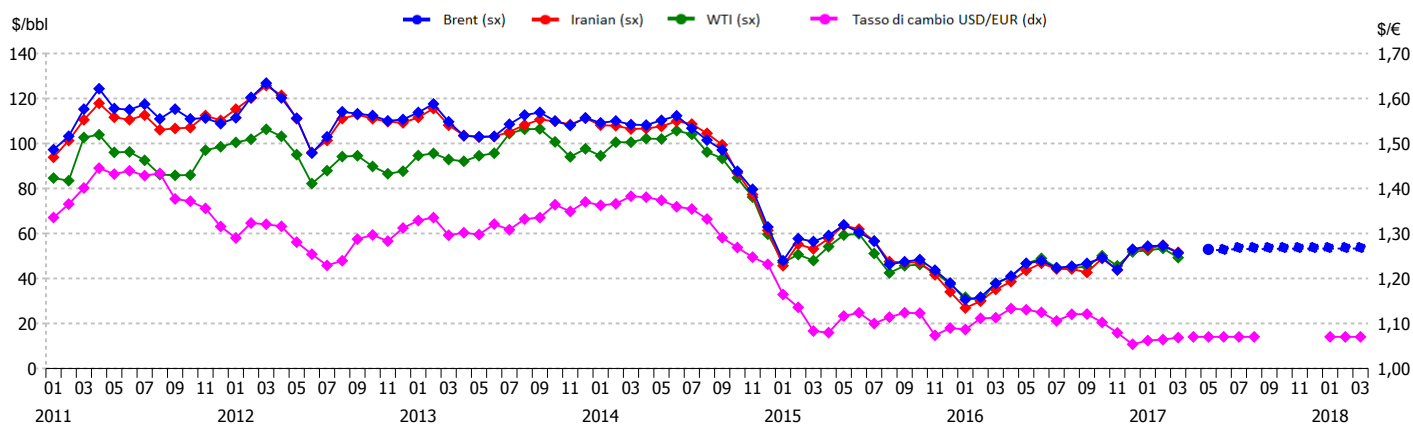
Prospettive al ribasso emergono anche dalle quotazioni a termine che si piazzano su livelli inferiori al prezzo a pronti scendendo a 65 \$/MT per il prodotto annuale 2018.

Le dinamiche descritte non presentano variazioni di rilievo nella conversione delle quotazioni in euro, in presenza di un tasso di cambio a 1,07 \$/€ stabile sul mese precedente e sul medio periodo.

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

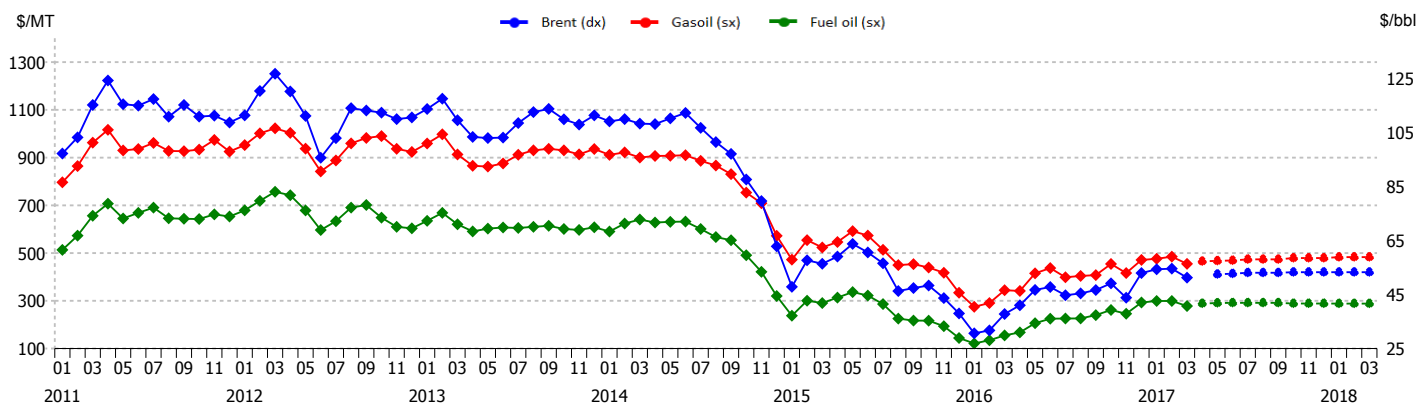
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mar 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	Giu 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	51,29	- 6 %	+ 36 %	-	-	-	52,52	- 7 %	52,73	-	-	-
	€/bbl	48,00	- 6 %	+ 41 %	-	-	-	49,07	-	49,26	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	278,00	- 7 %	+ 71 %	309,62	288,68	- 8 %	290,71	- 8 %	291,45	-	287,19	- 6 %
	€/MT	260,12	- 7 %	+ 78 %	-	269,71	-	271,61	-	272,30	-	268,31	-
GASOLIO	\$/MT	454,79	- 6 %	+ 32 %	489,25	465,27	- 7 %	467,38	- 7 %	469,17	-	-	-
	€/MT	425,55	- 7 %	+ 37 %	-	434,70	-	436,67	-	438,34	-	-	-
CARBONE	\$/MT	75,14	- 9 %	+ 63 %	78,58	71,92	- 6 %	71,08	- 3 %	69,89	-	64,74	- 4 %
	€/MT	70,31	- 9 %	+ 70 %	-	67,19	-	66,41	-	65,29	-	60,49	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,07	+ 0 %	- 4 %	-	1,07	+ 0 %	1,07	+ 0 %	1,07	-	1,07	- 1 %

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



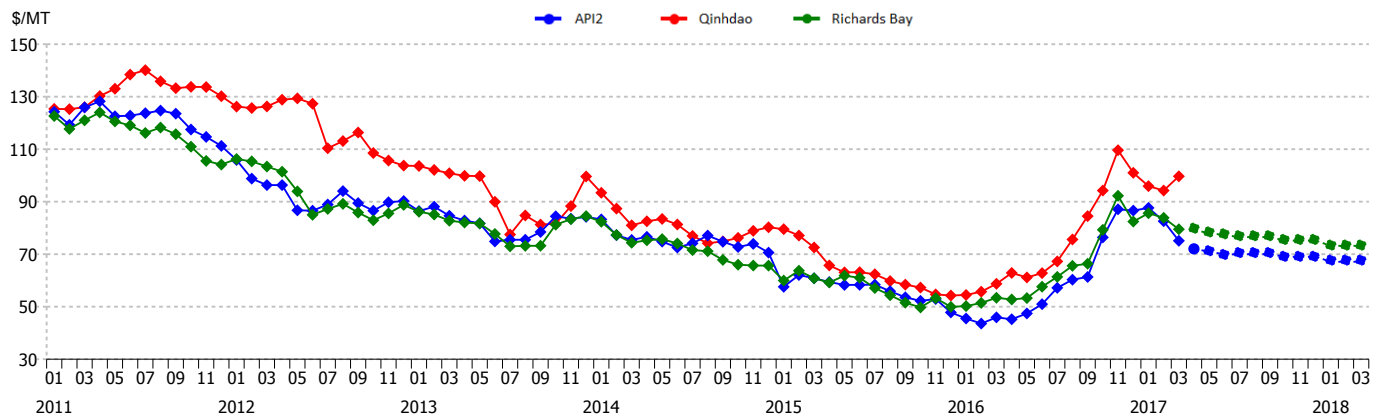
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

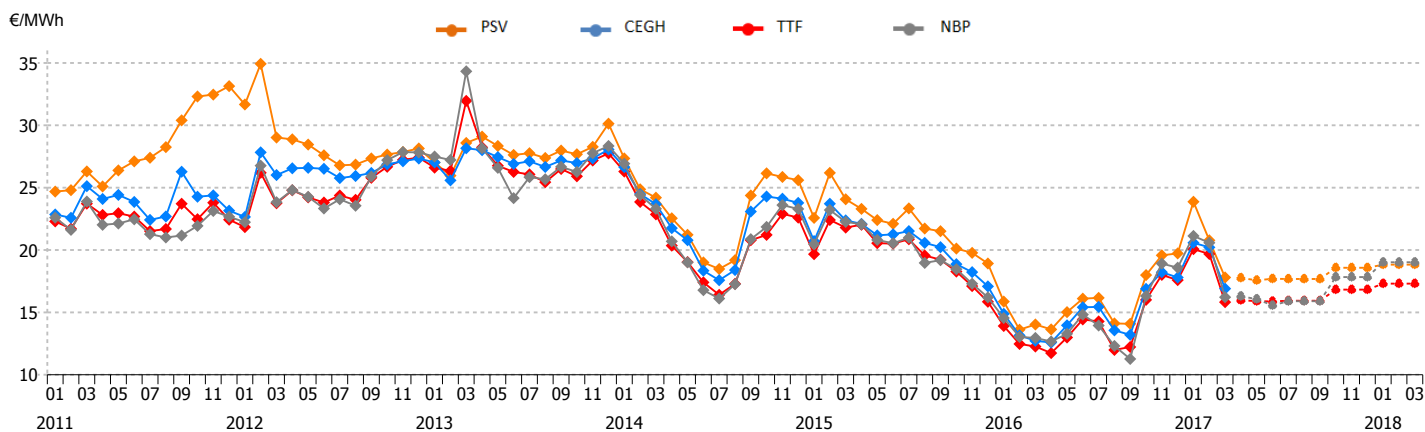
Anche le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas mostrano sensibili riduzioni sul mese precedente restando, tuttavia, decisamente più alte rispetto ad un anno fa con rincari superiori al 25%. Il prezzo più basso si registra ancora al TTF (15,82 €/MWh) distanziato di circa 1 €/MWh dal CEGH

austriaco (16,90 €/MWh), mentre si amplia il differenziale con il PSV italiano attestatosi a 17,80 €/MWh. In tale contesto si riducono anche le aspettative di medio termine, con quotazioni pressoché in linea con i relativi livelli spot e quasi tutte sotto la soglia dei 18 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mar 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	Giu 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	17,80	- 14 %	+ 27 %	18,75	17,76	- 11 %	17,57	-	17,70	-	18,19	- 6 %
TTF	NL	15,82	- 20 %	+ 29 %	16,92	15,98	- 13 %	15,90	- 10 %	15,89	-	16,50	- 7 %
CEGH	AT	16,90	- 16 %	+ 33 %	-	16,75	- 13 %	16,73	-	-	-	-	-
NBP	UK	16,22	- 21 %	+ 25 %	17,60	16,29	- 15 %	16,07	- 11 %	15,56	-	17,19	-



A marzo appare definitivamente esaurita la spinta rialzista che la crisi del nucleare francese aveva impresso ai prezzi delle principali borse elettriche europee che registrano quotazioni a pronti in sensibile riduzione sul mese precedente, sebbene ancora in deciso aumento su un anno fa.

Ad impattare sulla dinamica al ribasso anche l'effetto temperatura con i prezzi della borsa francese e tedesca che si riportano sui valori pre-emergenza francese dello scorso settembre piazzandosi rispettivamente a 35 €/MWh (-31%) e 32 €/MWh (-20%); analoghi andamenti si

osservano anche sulla borsa spagnola e austriaca con prezzi scesi a 43 €/MWh (-17%) e 31 €/MWh (-22%). In questa parabola discendente si inserisce anche il prezzo della borsa italiana, pari a 44 €/MWh (-20%), che, beneficia anche del trend al ribasso registrato sul mercato del gas. Meno intensa, infine, la flessione registrata sulla piattaforma scandinava scesa a 30 €/MWh (-6%). Tali dinamiche spingono al ribasso anche le quotazioni a termine che si collocano ovunque su livelli più bassi degli attuali livelli spot, mostrando flessioni tra il -3% ed il -19% per i prossimi mesi dell'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mar 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	Giu 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	44,46	-20 %	+26 %	-	41,20	-10 %	41,27	-3 %	42,78	-	42,75	-3 %
FRANCIA	35,42	-31 %	+31 %	41,42	31,99	-19 %	29,37	-7 %	31,15	-	34,80	-
GERMANIA	31,70	-20 %	+30 %	35,08	29,64	-11 %	29,10	-6 %	30,20	-	29,46	-
SPAGNA	43,19	-17 %	+55 %	30,30	26,96	-	24,11	-	23,73	-	23,23	-
AREA SCANDINAVA	30,40	-6 %	+39 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	31,48	-22 %	+30 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	36,91	-33 %	+26 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

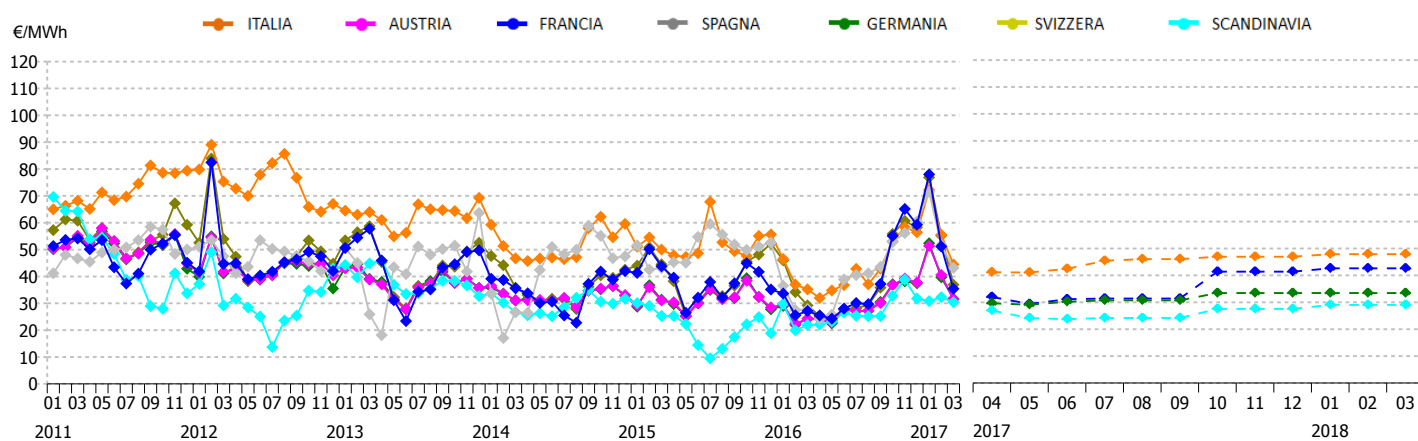
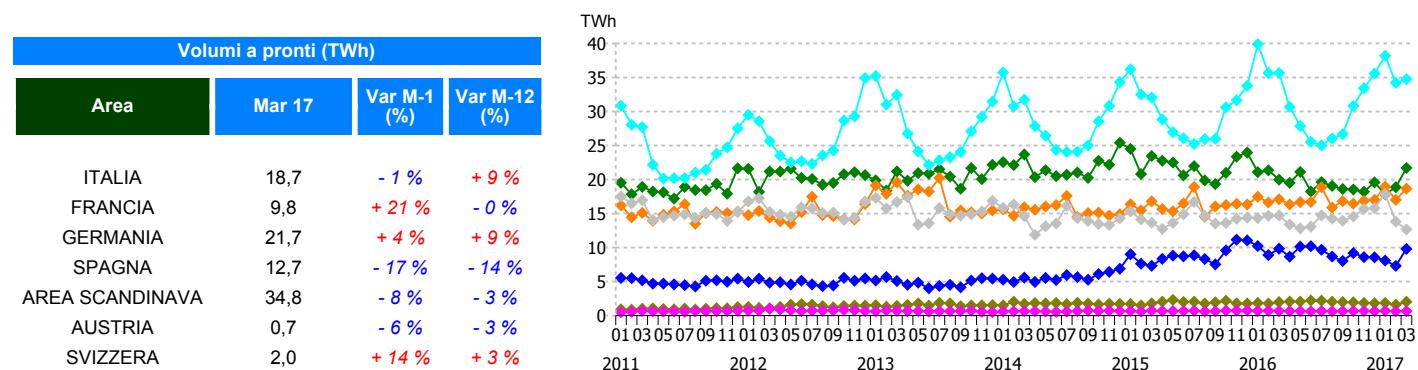


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Quanto ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool risulta anche a marzo la piattaforma più utilizzata (34,8 TWh) sebbene in discesa sia rispetto al mese precedente che su base annua (-8%; -3%).

Ancora in crescita congiunturale, invece, i volumi scambiati su EPEX (33,5 TWh) che superano anche il livello di un

anno fa; mentre si riducono quelli transitati sulla borsa spagnola (12,7 TWh). In tale quadro i volumi scambiati sulla borsa elettrica italiana (18,7 TWh) benché si riducano lievemente su febbraio mostrano ancora un sensibile recupero su base annua (+9%), il più importante degli ultimi sette mesi.

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo 2017, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 429.529 TEE, in lieve diminuzione rispetto ai 435.140 TEE scambiati a febbraio.

Dei 429.529 TEE sono stati scambiati 128.977 TEE di Tipo I e 115.529 TEE di Tipo II, 5.508 TEE di Tipo II-CAR e 139.515 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 239,21 €/tep (253,95 €/tep a febbraio), mentre i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media pari a 232,20 €/tep (252,90 €/tep lo scorso mese), i TEE di Tipo II-CAR sono stati scambiati ad una media pari a 235,27 €/tep (253,84 €/tep a

febbraio) e i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 236,38 €/tep (244,86 €/tep, il mese scorso). Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 5,81 % per i TEE di Tipo I, di 8,19 % per i TEE di Tipo II, di 7,31 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 3,46 % per i TEE di Tipo III. I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.786.414 TEE (482.720 TEE di Tipo I, 792.416 TEE di Tipo II, 90.547 TEE di Tipo II CAR, 420.436 TEE di Tipo III e 295 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 45.752.283 TEE.

Di seguito la tabella riassuntiva, mensile e annuale relativa al mercato TEE.

TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	128.977	30.851.973,92	200,00	270,00	239,21
<i>Tipo II</i>	155.529	36.114.130,78	201,05	267,90	232,20
<i>Tipo II-CAR</i>	5.508	1.295.892,00	202,00	266,50	235,27
<i>Tipo III</i>	139.515	32.978.515,23	201,00	263,00	236,38
Totale	429.529	101.240.511,93	200,00	270,00	235,70

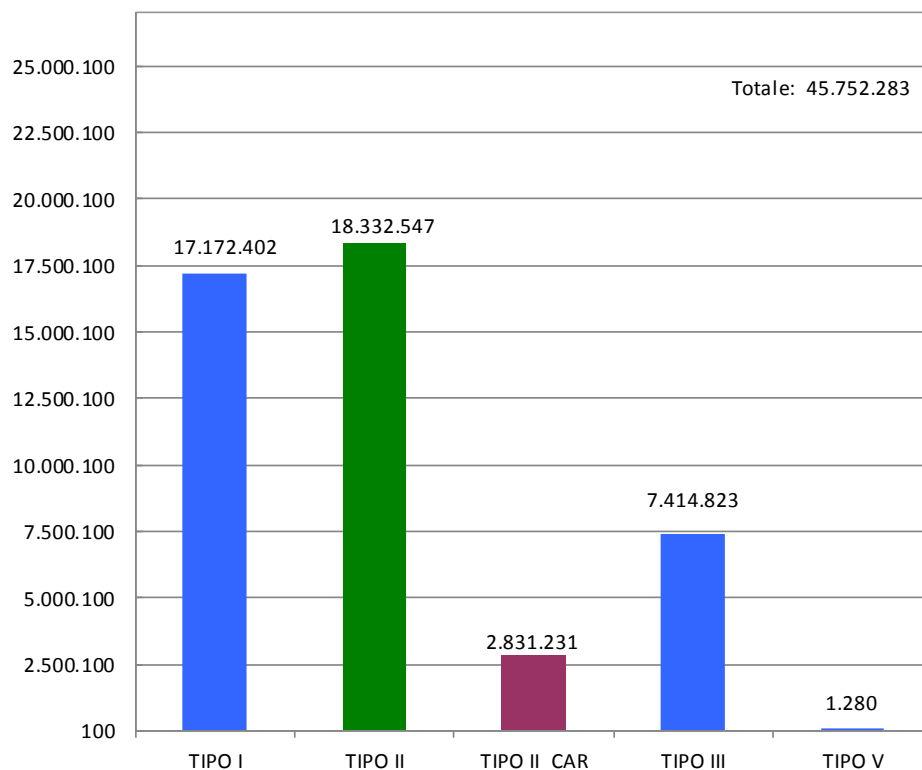
TEE, risultati del mercato del GME anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	444.002	100.811.692,01	150,00	279,00	227,05
<i>Tipo II</i>	630.968	140.638.339,50	152,00	273,50	222,89
<i>Tipo II-CAR</i>	43.987	9.785.781,61	189,00	270,03	222,47
<i>Tipo III</i>	419.569	90.433.138,64	145,00	270,12	215,54
Totale	1.538.526	341.668.951,76	150,00	279,00	222,08

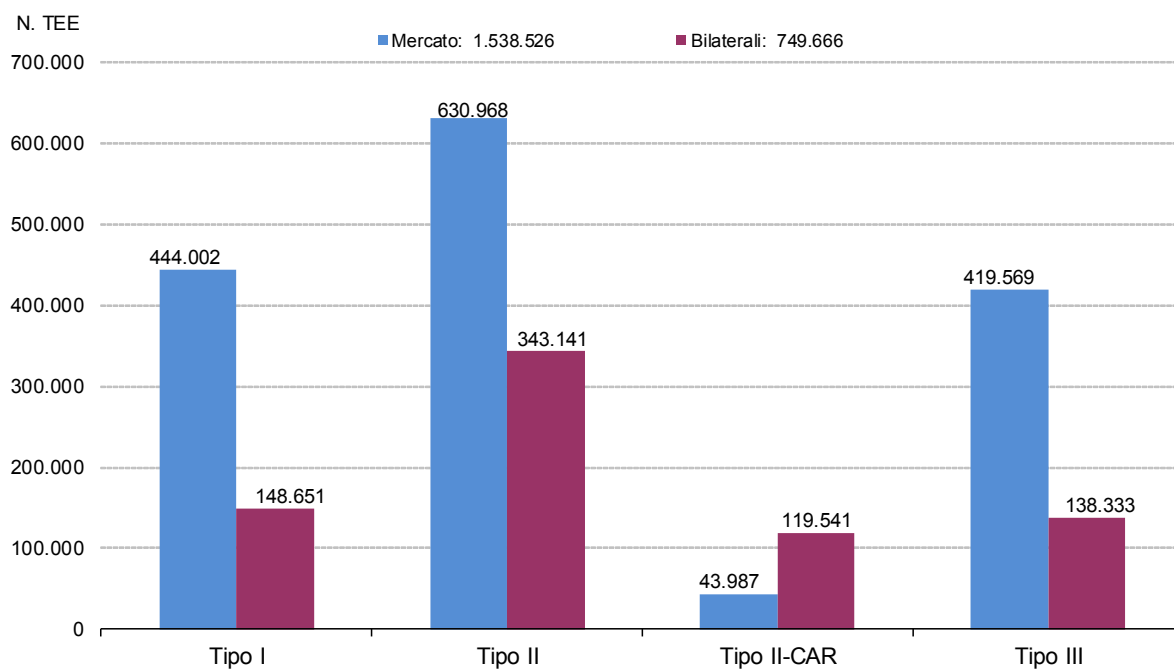
TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a marzo 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



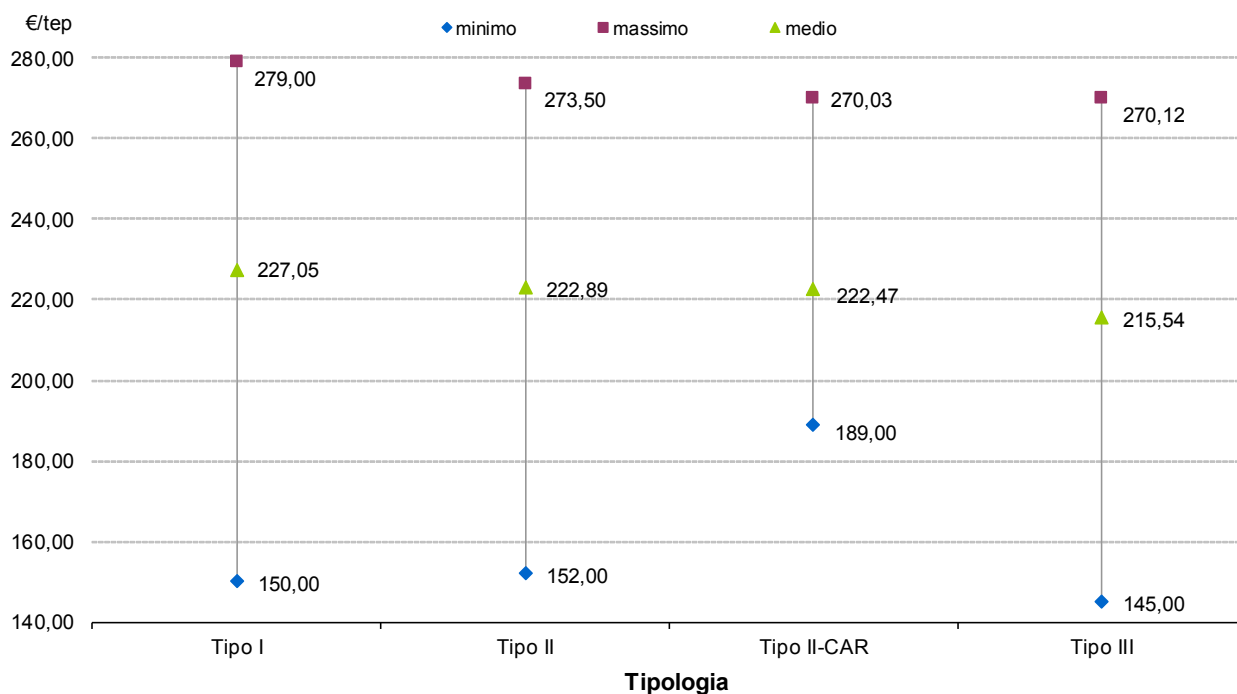
TEE scambiati nel 2017

Fonte: GME



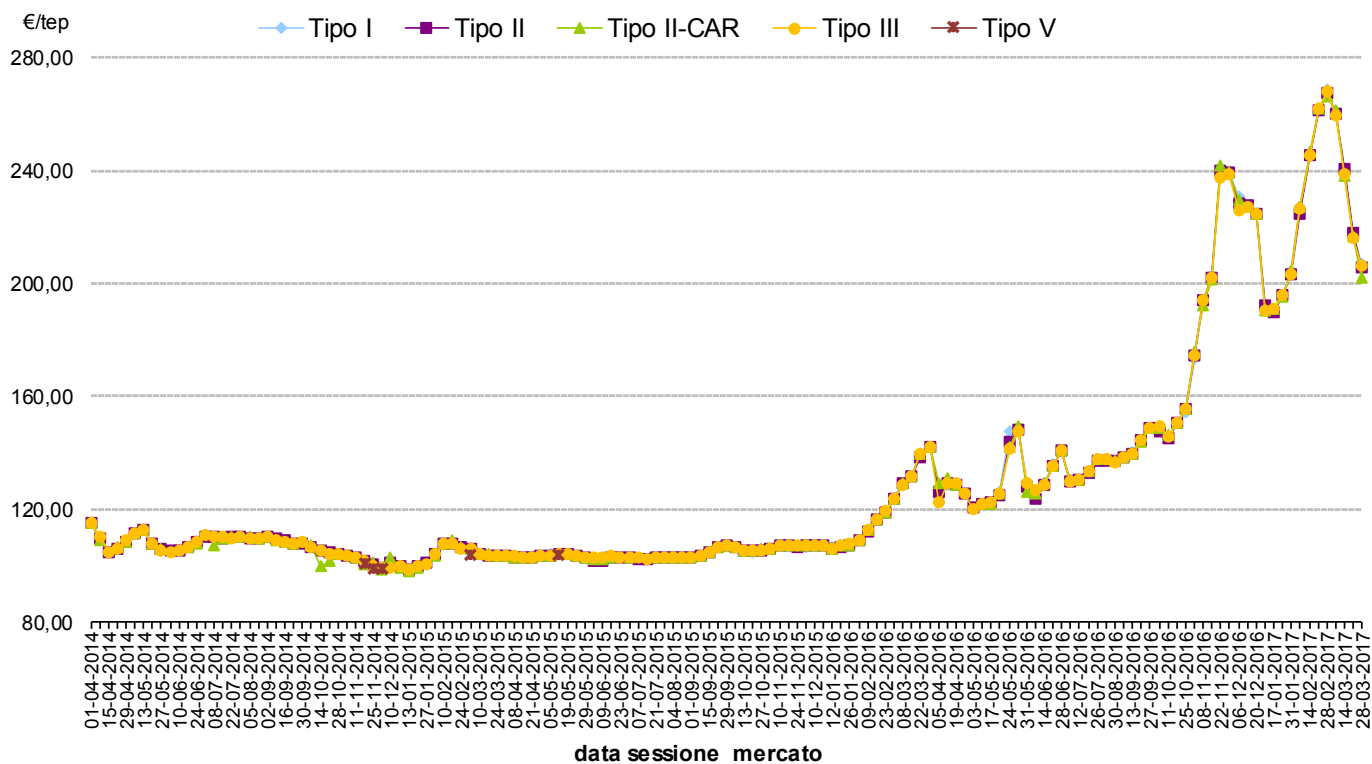
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2017)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2014 - 2017)

Fonte: GME



Nel corso del mese di marzo 2017 sono stati scambiati 378.046 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (178.559 TEE nel mese scorso).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 197,54 € /tep (201,43 €/tep lo scorso mese),

minore di 38,16 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (252,21 €/tep la media del mercato a febbraio).

Segue la Tabella riassuntiva mensile e annuale, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - marzo 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	69.703	16.166.008,15	0,00	270,29	231,93
Tipo II	166.559	33.628.704,95	0,00	270,29	201,90
Tipo II-CAR	25.479	5.736.670,22	0,00	265,87	225,15
Tipo III	116.305	19.149.385,96	0,00	261,23	164,65
Totale	378.046	74.680.769,28	0,00	270,29	197,54

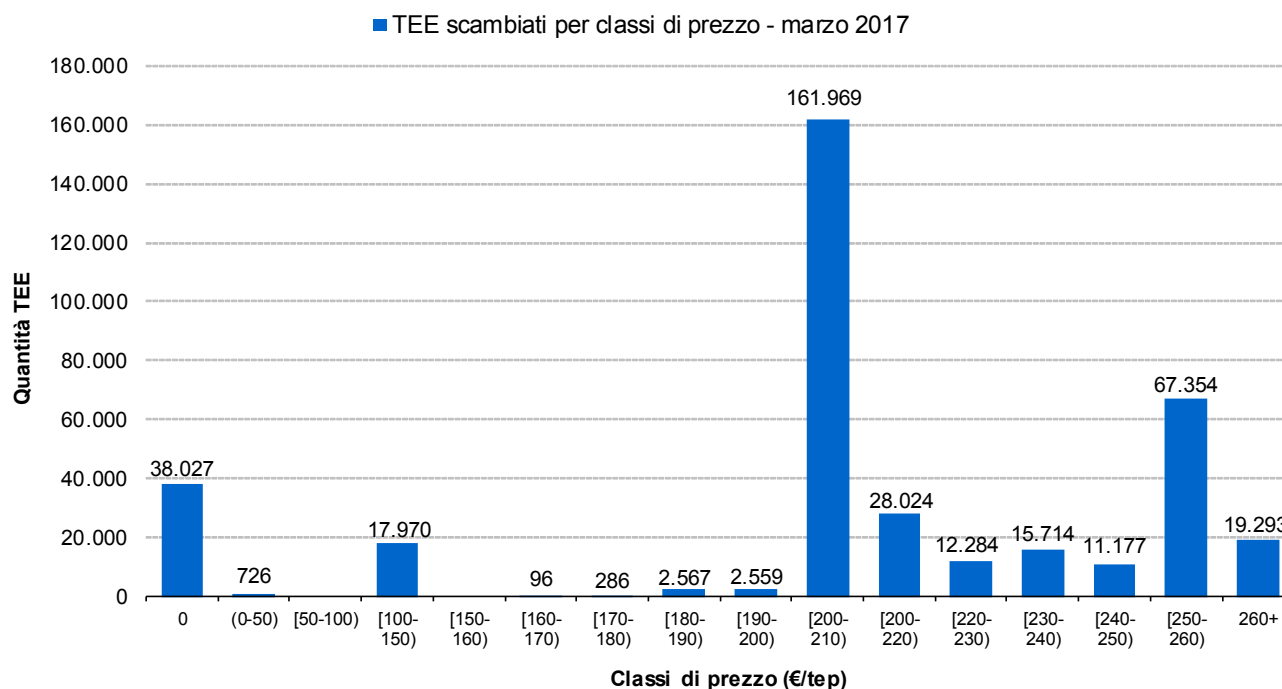
TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

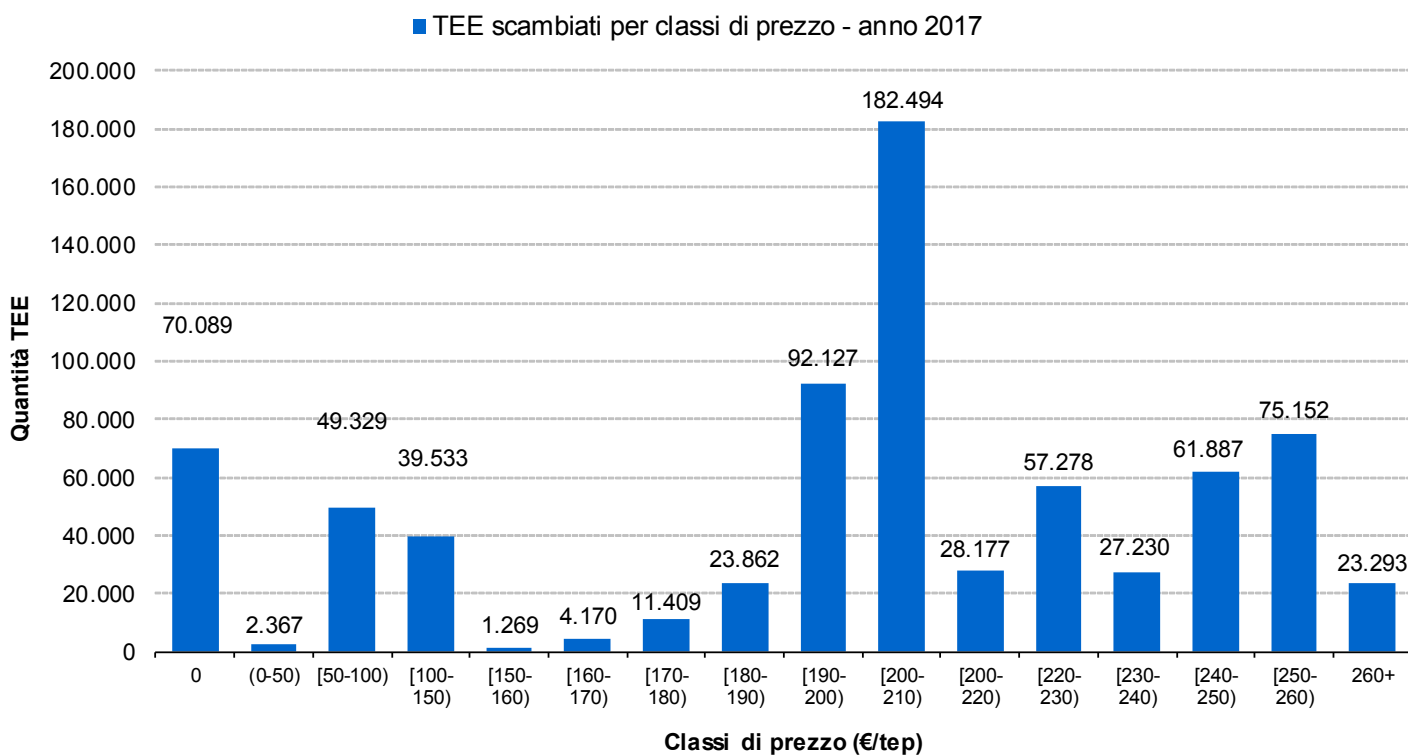
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	148.651	29.982.258,17	0,00	270,29	201,70
Tipo II	343.141	56.737.224,36	0,00	270,29	165,35
Tipo II-CAR	119.541	26.695.637,23	0,00	265,87	223,32
Tipo III	138.333	23.797.971,36	0,00	261,50	172,03
Totale	749.666	137.213.091,12	0,00	270,29	183,03

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi, mensili e annuali, scambiati bilateralmente, per ciascuna classe di prezzo. Si segnala che, a partire dal mese di marzo,

sono state ridefinite le classi di prezzo, per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE.





Mercato delle GO GME

A cura del GME

■ Nei primi tre mesi del 2017, sono state effettuate tre sessioni di mercato GO e due sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

In ogni mese del trimestre in esame, l'andamento degli scambi ha evidenziato la presenza di transazioni di mercato, registrando una tendenza di segno positivo dal punto di vista dei volumi negoziati.

Nel mese di gennaio sono state effettuate 8.874 transazioni sul mercato ad un prezzo medio pari a 0,24 €/GO. A febbraio, il numero delle garanzie negoziate sulla piattaforma è salito a 102.620 GO, mentre, nel mese di marzo, periodo di scadenza dell'obbligo, per i venditori, di consegna delle GO al GSE (31 marzo), le garanzie scambiate sono state pari a 524.666 GO, in forte aumento rispetto al mese precedente. Nel mese di marzo si registra, inoltre, una diminuzione del prezzo medio pari a 0,16 €/

MWh, rispetto al mese precedente (0,19 €/MWh). In totale, sul Mercato delle GO, nei primi tre mesi del 2017, sono state scambiate 636.160 GO (38.849 GO nei prime tre mesi del 2016).

La Garanzia d'Origine maggiormente scambiata è stata la tipologia 2016_Altri_AltriMesi con un volume pari a 605.337.

Il prezzo medio ponderato delle GO scambiate nelle sessioni di mercato nel 2017, a prescindere dalla tipologia, è stato pari 0,17 €/MWh (0,27 €/MWh nel 2016).

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni cumulate per tipologia e mesi di produzione, avvenute sul mercato nel primo trimestre 2017.

GO, risultati del mercato GME anno 2017

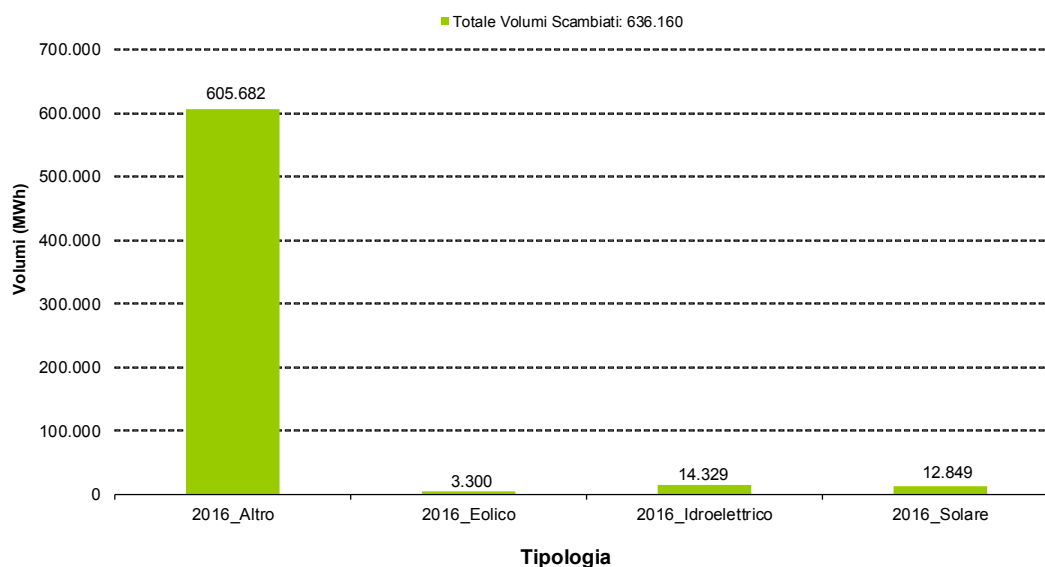
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2016	605.682	99.619,03	0,15	0,30	0,16
Eolico	2016	3.300	689,00	0,20	0,24	0,21
Idroelettrico	2016	14.329	2.985,58	0,18	0,24	0,21
Solare	2016	12.849	2.603,76	0,20	0,24	0,20
Totale		636.160	105.897,37	0,15	0,30	0,17

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO cumulati, presenti sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

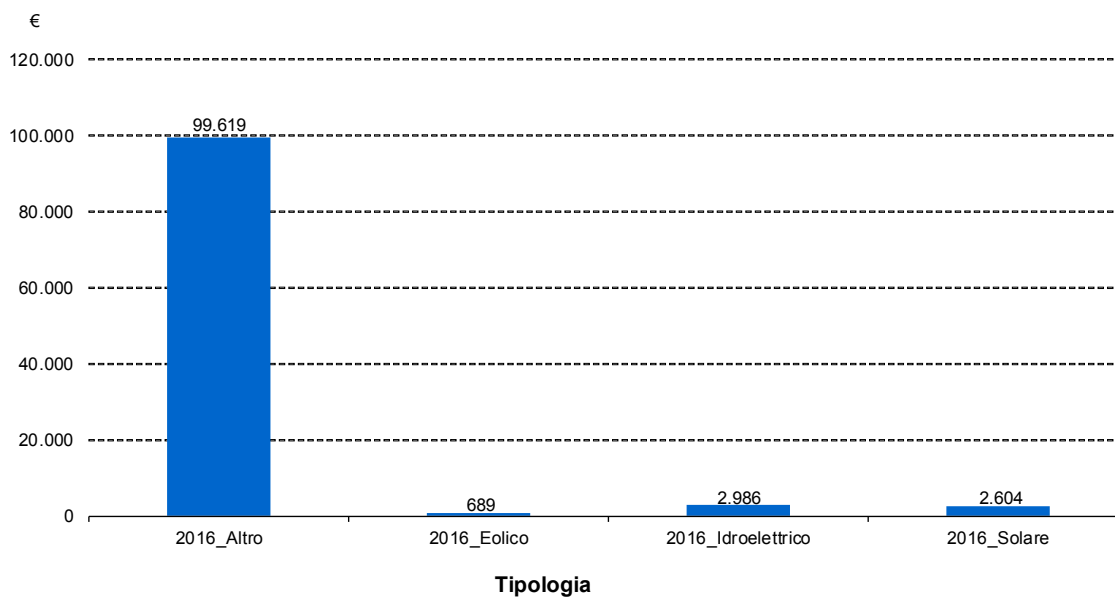
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a marzo 2017)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2016)

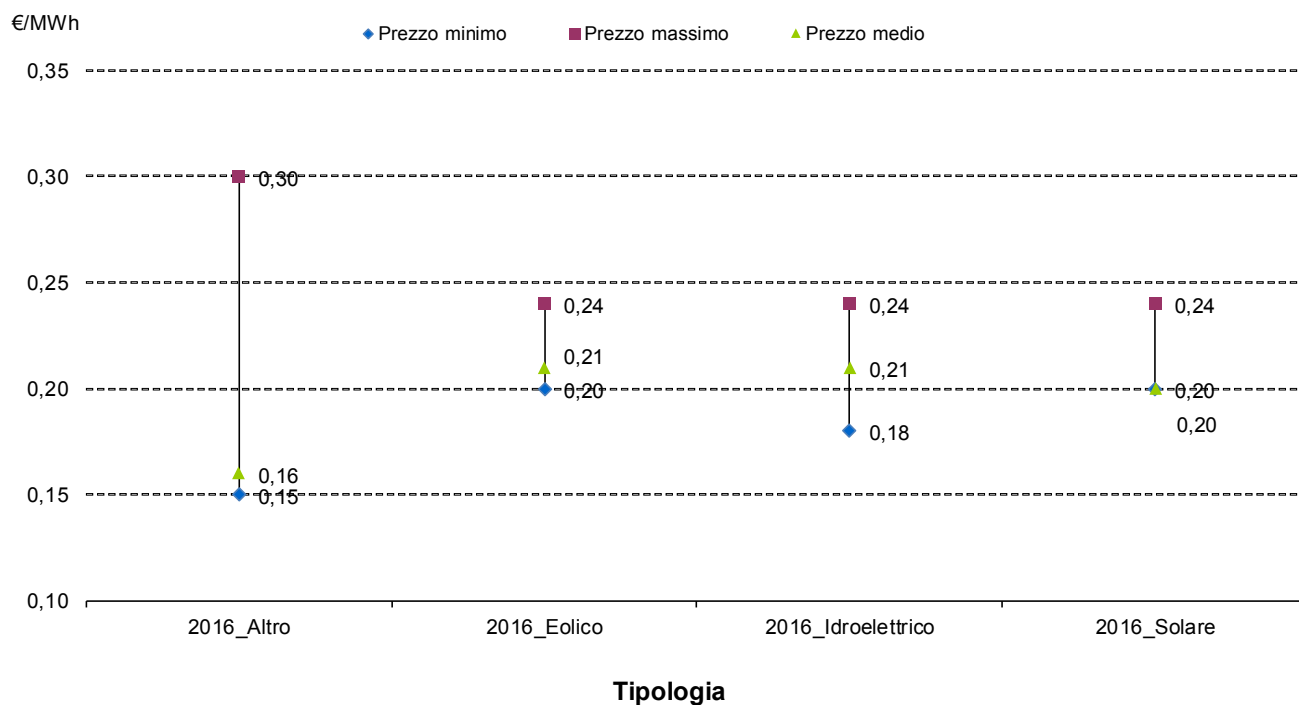
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nel grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2016)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

L'andamento trimestrale degli scambi bilaterali sulla piattaforma delle GO ha registrato un andamento discontinuo anche se di notevole consistenza rispetto ai volumi di mercato.

Nel mese di gennaio sono state scambiate, infatti, 8.574.764 GO, nel mese di febbraio sono stati registrati scambi bilaterali per 6.456.258 GO, mentre, nel mese di marzo si sono concentrati i maggiori volumi, essendo state scambiate 19.721.898 GO.

In totale, nel primo trimestre 2017 sono state scambiate, attraverso contratti bilaterali 34.752.920 GO. Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,18 €/MWh, maggiore di 0,01 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,17 €/MWh). Nella tabella e nel grafico per classi di prezzo che seguono, vengono evidenziati i volumi cumulati per tipologia e mesi di produzione, relativi alle GO scambiate bilateralmente, nel trimestre in esame.

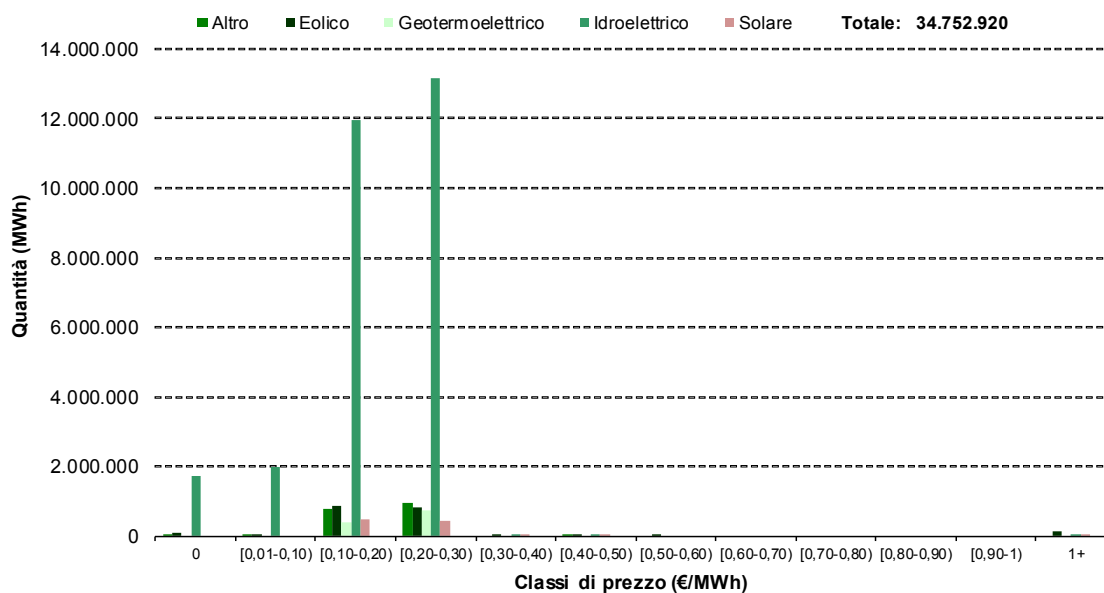
GO, risultati bilaterali anno 2017

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2016	1.779.259	388.785,59	0,00	0,40	0,22
Eolico	2016	1.978.345	527.792,98	0,00	1,50	0,27
Geotermico	2016	1.143.242	234.098,28	0,16	0,22	0,20
Idroelettrico	2016	28.852.727	4.956.116,60	0,00	1,50	0,17
Solare	2016	999.347	231.576,17	0,14	2,00	0,23
Totale		34.752.920	6.338.369,62	0,00	2,00	0,18

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-marzo 2017)

Fonte: GME



Aste GSE

Le due sessioni d'asta svolte dal GSE nel primo trimestre 2017 hanno consentito l'assegnazione di 2.319.397 GO sul mercato per un totale di 16.298.675 GO offerte (5.072.000 GO sul mercato per un totale di 54.934.918 - le GO offerte

nel primo trimestre 2016). Il prezzo medio registrato nelle aste svolte per il GSE è stato pari a 0,34 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO 2017.

data	tipologia	periodo di produzione	prezzo medio ponderato (€/MWh)	prezzo minimo	prezzo massimo	quantità assegnata (MWh)	quantità offerta (MWh) dal GSE
20-gen-17	Altro_AltriMesi	2016	0,28	0,28	0,28	120.000	12.235.843
20-gen-17	Idroelettrico_AltriMesi	2016	0,29	0,28	0,31	815.000	1.854.854
20-gen-17	Solare_AltriMesi	2016	0,5	0,35	0,55	438.646	438.646
20-mar-17	Idroelettrico_AltriMesi	2016	0,22	0,22	0,22	500.000	1.323.581
20-mar-17	Solare_AltriMesi	2016	0,42	0,23	0,61	445.751	445.751
Totale			0,34	0,22	0,55	2.319.397	16.298.675

LA FILIERA DEGLI USI FINALI DEL GNL: NUOVE REGOLE E PROGETTI INFRASTRUTTURALI

Claudia Checchi, Tommaso Franci - REF-E
(continua dalla prima)

La decisione estende gli effetti della Direttiva 33/2012, che già prevede uno stesso limite per le acque territoriali dell'Unione Europea, rendendola efficace in particolare anche per l'intero Mediterraneo. Questa normativa potrebbe in effetti rivelarsi uno dei più efficaci propulsori per la creazione di un'infrastruttura per il mercato del GNL nel Mediterraneo: l'uso di questo combustibile, in sostituzione del bunker, consente infatti di rispettare il nuovo limite, ma implica un complessivo rinnovo delle flotte nonché la disponibilità di un'adeguata rete di punti di rifornimento.

La diffusione delle stazioni di rifornimento

Le norme introdotte dal Dlgs n. 257/2016 puntano innanzitutto alla diffusione dei punti di rifornimento dei combustibili alternativi per i trasporti terrestri con l'obbligo, per i nuovi distributori, di dotarsi di un punto di ricarica elettrica e/o di un punto di rifornimento di Gas Naturale Compresso (CNG) o GNL, obbligo esteso gradualmente agli impianti esistenti di maggiori dimensioni nelle zone di superamento dei limiti di inquinamento per le polveri sottili. In queste zone è previsto anche l'obbligo, per la pubblica amministrazione e le società di servizi pubblici, che il 25% dei nuovi mezzi acquistati sia alimentato da combustibili alternativi. Un incentivo alla diffusione dei mezzi alimentati a gas o GNL è peraltro già stato attivato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti che, nell'ambito delle risorse finanziarie disponibili per gli investimenti nell'autotrasporto, ha destinato 6,5 milioni di euro nel 2015 e 7 milioni nel 2016 all'acquisto di automezzi industriali pesanti alimentati a GNL⁶. Attualmente sono presenti in Italia 7 punti di rifornimento di GNL⁷, che riforniscono un parco stimato di circa 200 veicoli circolanti. Le prospettive per questo settore, che potrebbe coprire il 40% della domanda complessiva di GNL per usi finali, sono alimentate anche dalla competitività garantita dal regime fiscale: il valore dell'accisa per contenuto energetico equivalente, per i combustibili destinati all'autotrazione, è di circa 0.32 €/MWh sul metano, contro quella di circa 39.6 €/MWh prevista per il gasolio.

Il Quadro Strategico Nazionale prevede nel 2030, oltre alla presenza di un numero minimo distributori di GNL accessibili al pubblico lungo i tratti stradali italiani della rete centrale TEN-T, anche la presenza di 800 impianti di rifornimento di metano integrati con GNL.

Al contempo, per il 2030 viene prevista la presenza di 30-35,000 mezzi stradali pesanti alimentati a GNL, con una penetrazione del 12-15% sul parco circolante prevedibile tra 15 anni. Nello scenario del quadro nazionale, oltre alla richiesta per i mezzi alimentati a GNL (2,500,000 t/a nel 2030), viene compresa la richiesta di GNL dei distributori di GNC

alimentati da depositi satellite, nello scenario minimo pari a 500,000 t/a, e in quello massimo pari a 1,000,000 t/a. Oggi in Italia sono nove i depositi satellite di GNL che alimentano altrettanti distributori di carburanti che li utilizzano per erogare solo GNC.

Infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio di GNL

Le norme più rilevanti del decreto di recepimento della Direttiva DAFI sono tuttavia quelle relative alle nuove infrastrutture, come i depositi intermedi di GNL. Questi possono alimentare le reti di distribuzione in due modi: direttamente tramite gasdotti locali (con presenza di un rigassificatore di piccola taglia) o in modo "virtuale" tramite trasporto con autocisterne criogeniche presso i depositi satellite (dotati di vaporizzatori) che alimentano le reti di distribuzione isolate. I depositi intermedi sono uno degli elementi fondamentali della filiera, anche e soprattutto in relazione al caso della Sardegna, ma sono anche un elemento "nuovo" per il sistema, a cavallo tra la filiera energetica e quella dei trasporti, che necessitano di uno specifico quadro normativo e regolatorio di riferimento.

Gli stoccaggi di GNL nei depositi intermedi, se dotati di impianti di rigassificazione di piccola taglia e collegati alla rete nazionale del gas, saranno regolati dall'Autorità per l'energia, che stabilirà condizioni di accesso non discriminatorie e tariffe predefinite per il loro utilizzo.

Queste infrastrutture sono dichiarate dal Dlgs 257/2016 opere strategiche, e il procedimento autorizzativo è attribuito al Ministero per lo Sviluppo Economico. Rilevanti in questo contesto sia le norme in materia di pubblicità dei procedimenti autorizzativi, che ribadiscono la necessità di procedure di consultazione pubblica già previste dalle normative in materia di valutazione di impatto ambientale e/o di prevenzione dal rischio di incidente rilevante, nonché la previsione che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi benefici, con il coinvolgimento dell'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi.

Per le infrastrutture di stoccaggio dei depositi intermedi di GNL non collegate direttamente alla rete di trasporto del gas, e destinate a rifornire tramite autocisterne criogeniche (o bettoline) depositi satellite per reti di distribuzione isolate, utenze industriali isolate, e distributori di GNL-GNC, non è prevista regolazione delle condizioni economiche e in generale sono fuori dall'ambito di intervento dell'Autorità per l'energia. In questo caso la competenza nel procedimento autorizzativo è del MSE limitatamente agli impianti con capacità uguale o superiore a 200 tonnellate, rimandando la competenza alle regioni o ai comuni per gli impianti di minore

LA FILIERA DEGLI USI FINALI DEL GNL: NUOVE REGOLE E PROGETTI INFRASTRUTTURALI

dimensione. I progetti di depositi costieri ad oggi più avanti nell'iter autorizzativo sono concentrati prevalentemente in Sardegna, ma ne esistono altri sia nel Mar Tirreno (Livorno) che nel mar Adriatico (Ravenna). A oggi sono disponibili pubblicamente dettagli (resi disponibili tramite gli elaborati presentati per le procedure di valutazione ambientale e di prevenzione degli incidenti di rischio rilevante) su almeno 3 progetti facenti capo a diversi soggetti come Higas, Edison S.p.A e Petrolifera Italo Rumena S.p.A (PIR), per taglie che vanno da 9,000 a 20,000 mc di capacità degli stoccaggi. Per ora il solo progetto autorizzato dal MSE (a gennaio 2017) è quello Higas di Oristano per il quale si è in attesa dell'apertura dei cantieri. Per questi progetti esistono tuttavia ancora oggi diverse criticità che riguardano principalmente il quadro regolatorio nell'ambito di intervento dell'Autorità per l'energia, la mancanza di metaniere SSLNG nel Mediterraneo per l'approvvigionamento e, in un mercato del tutto nuovo, di formule contrattuali che possano soddisfare le aspettative sia dal lato dell'offerta che della domanda.

Un piccolo vantaggio si ha in Sardegna, dove la rete di distribuzione è già in molti casi presente. I piani di metanizzazione della Sardegna sono infatti longevi e alcune reti di distribuzione sono già state realizzate e avviate in attesa del collegamento via pipeline. Le reti in esercizio sono oggi alimentate ad aria propanata o GPL (con costi relativamente elevati della materia prima), in altri casi le reti sono in costruzione.

Oggi in Italia le utenze di gas naturale off-grid che utilizzano depositi satellite, approvvigionati in genere tramite autocisterne, riguardano prevalentemente realtà industriali (si contano sedici casi) appartenenti a diversi settori, e un solo esempio, peraltro recentissimo, di alimentazione di una rete isolata di distribuzione del gas naturale⁸ (Molveno). In tutti questi casi, come in quelli dei distributori di carburanti, il GNL utilizzato nel nostro paese è trasportato via autocisterne (o via treno tramite isocontainer) dai terminali esteri che già offrono i servizi small scale, prevalentemente Marsiglia e Barcellona.

Servizi small scale e terminali di rigassificazione

In merito alla fase primaria di approvvigionamento, i terminali di importazione di GNL possono, secondo quanto previsto dal Dlgs 257/2016, realizzare modifiche agli impianti, autorizzate dal MSE, finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna. Queste attività dei terminali di rigassificazione non saranno regolate, ma devono essere svolte in regime di separazione contabile e amministrativa, e si attribuisce all'Autorità il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. Si tratterebbe del primo

caso in Italia (ma gli esempi sono rari anche in Europa) di infrastrutture condivise tra servizi regolati e servizi di mercato. Una situazione la cui delicatezza è stata colta già dalla legislazione e ribadita dall'Autorità di regolazione, che di recente ha avviato il procedimento per la definizione dei criteri di separazione contabile per queste attività⁹.

I progetti in questo ambito sono molteplici: tutti e tre i terminali di rigassificazione esistenti stanno valutando la possibilità di iniziare a offrire servizi per questo mercato, che genericamente ricadono sotto la categoria dei servizi Small Scale. Naturalmente i progetti devono tenere conto delle specificità dei terminali. Due dei tre terminali esistenti (Rovigo e OLT) sono off-shore, e quindi non possono offrire servizi di rifornimento per le autocisterne criogeniche. Potrebbero però offrire servizi di trasferimento del GNL su bettoline o metaniere SSLNG per il trasporto verso depositi intermedi e/o infrastrutture costiere di rifornimento per automezzi e navi. L'unico terminale esistente on-shore, quello di Panigaglia, che potrebbe direttamente offrire questi servizi, sconta invece un posizionamento che ne rende difficile l'accesso per le autocisterne. La possibilità di offrire servizi per il mercato GNL potrebbe rilanciare anche i numerosi progetti di terminali, avviati nel periodo in cui l'Italia risultava a corto di forniture gas ma successivamente rallentati dal calo della domanda per il servizio di rigassificazione. Dei diversi progetti esistenti tre sono peraltro già autorizzati (Gioia Tauro di LNG MED Terminal, Porto Empedocle di ENEL e Falconara Marittima di Api Nova Energia), e il loro rilancio potrebbe essere favorito dalla nuova Strategia Energetica Nazionale, attesa per i prossimi mesi, dalla quale ci si aspetta la conferma della necessità di un ulteriore terminale di rigassificazione ai fini della sicurezza, che quindi ricadrebbe nell'ambito della garanzia dei ricavi, naturalmente per i soli servizi di rigassificazione.

Per quanto riguarda i terminali esistenti, l'effettiva possibilità di offrire servizi è legata anche alla disponibilità di bettoline o metaniere SSLNG per il trasporto del GNL verso i depositi intermedi costieri. Come noto il mercato navale è in questo senso poco flessibile: le navi metaniere presenti sul mercato e non vincolate a contratti di lungo termine o a specifici progetti/tratte sono ancora una minoranza o non hanno le dimensioni per rifornire depositi intermedi, e nessuna bettolina per il trasporto di GNL risulta a oggi operativa nel Mediterraneo. Anche in questo caso risultano però dei progetti in corso di valutazione anche nella realtà italiana, come ad esempio quello di una metaniera SSLNG da 7,500 mc da parte di Stolt Nielsen in collegamento con il progetto Higas di Oristano.

La parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al GNL prevede la presenza in Italia al 2030 di 5 terminali dotati di facilities per il downstream del GNL, nonché di 30 depositi

LA FILIERA DEGLI USI FINALI DEL GNL: NUOVE REGOLE E PROGETTI INFRASTRUTTURALI

costieri intermedi (con taglie tra i 1,500 e i 10,000 mc) che sarebbero in grado consentire il funzionamento di 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e di 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna.

Il settore navale

Anche il settore navale sta muovendo i primi importanti passi verso l'uso del GNL, stimolato sia dalle richiamate normative ambientali sia da considerazioni di natura economica. In questo settore infatti l'utilizzo del metano godrebbe dei vantaggi fiscali di cui godono i combustibili petroliferi oggi utilizzati per il bunkeraggio sia a livello di IVA che di accise. Il Quadro Strategico Nazionale prevede per il 2030 la presenza di 60 imbarcazioni alimentate a GNL, che genererebbero una domanda di bunkeraggio di circa 1.000 t/a. L'Italia vanta una tradizione cantieristica che la pone potenzialmente in primo piano. Si possono per ora registrare i primi ordini di imbarcazioni alimentate a GNL da parte di società italiane o che operano nella realtà italiana.

Gli ordini riguardano in particolare il settore crocieristico. La Costa Crociere, del gruppo Carnival, con base nel porto di Savona, ha ordinato due navi da crociera da 180,000 tonnellate già in costruzione presso i cantieri Meyer di Turku in Finlandia

e che saranno consegnate tra il 2018 e il 2019. Sempre il gruppo Carnival ha ordinato altre due navi da crociera (di cui una destinata a operare nel Mediterraneo, quindi anche nei mari italiani), che saranno consegnate nel 2020.

MSC Crociere, che ha la sua base nel porto di Genova, ad aprile 2016 ha annunciato di aver firmato una lettera di intenti con STX France per la costruzione di un massimo di quattro navi da oltre 200,000 tonnellate, alimentate da GNL, la prima delle quali verrebbe consegnata nel 2022.

Recentemente il gruppo Caronte & Tourist, che opera nei servizi di traghetto nello stretto di Messina, ha ordinato a un operatore della cantieristica turca un primo traghetto dual fuel di cui è prevista la consegna a metà 2018.

Se le regole necessarie verranno rese disponibili in tempi brevi e sarà dato avvio tempestivamente alla realizzazione dei progetti infrastrutturali già annunciati tra il 2019 e il 2020, la filiera SSLNG in Italia potrebbe decollare effettivamente con prospettive di sviluppo in linea con quelle indicate dal Quadro Strategico Nazionale per il GNL. La domanda di GNL per usi finali potrebbe anche fornire una leva per rilanciare il ruolo dell'Italia quale hub nel Mediterraneo per lo scambio di gas, anche come punto di importazione destinato ai mercati dell'Europa Centrale.

¹ Per una descrizione complessiva del mercato si vedano i precedenti contributi su questa newsletter realizzati nel Giugno 2013 e nel Giugno 2015.

² Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi. GU Serie Generale n.10 del 13-1-2017 - Suppl. Ordinario n. 3.

³ 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

⁴ Deliberazione n. 45/40 del 2 agosto 2016, Piano Energetico Ambientale della Sardegna 2015-2030 "Verso un'economia condivisa dell'Energia" - Approvazione definitiva.

⁵ Comitato protezione dell'ambiente marino, MEPC 70, 24-28 ottobre 2016

⁶ Il DM MIT 29/9/2015 ha previsto un contributo di 13,000 euro per ogni veicolo di massa complessiva a pieno carico uguale o superiore alle 16 tonnellate, mentre il DM MIT 19/7/2016 è previsto un contributo di 20,000 euro per ogni veicolo di massa complessiva a pieno carico uguale o superiore alle 7 tonnellate.

⁷ I quadri aggiornati dei depositi satellite di GNL in esercizio in Italia è disponibile sulla pagina "Osservatorio usi finali GNL".

⁸ Il Dlgs n. 257/2016 stabilisce anche che l'Autorità di regolazione dell'energia, in analogia a quanto previsto le reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, regoli il servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, vendita anche per le reti isolate alimentate da depositi di GNL.

⁹ Deliberazione AEEGSI 16 marzo 2017, 141/2017/r/gas, Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di Tariffe per l'utilizzo dei terminali di gnl per il quinto periodo di Regolazione e in materia di separazione contabile relativa ai servizi di Small scale lng.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Recepimento delle modifiche al modello di dichiarazione di intento degli esportatori abituali – Aggiornamento delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento” | 1 marzo 2017 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=314>**

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il Gestore dei mercati energetici S.p.A. (GME) ha reso noto che, a seguito dell’emanazione del Provvedimento del Direttore dell’Agenzia delle Entrate del 2 dicembre 2016 di modifica al Modello di dichiarazione d’intento degli esportatori abituali, ha provveduto ad adeguare le Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) interessate, al fine di allineare il contenuto delle stesse alle nuove previsioni dettate in materia dall’Amministrazione finanziaria.

In particolare, le DTF oggetto di modifica sono: i) la DTF ME n.05 rev.6; ii) la DTF MGAS n.04 rev.3; iii) la DTF P-GAS n.05 rev.3; iv) la DTF PB-GAS n.05 rev.5; v) la DTF MTEE n. 02 rev. 5; vi) la DTF PCE n.06 rev.12; vii) la DTF P-GO n.05 rev.3.

Come da prassi le suddette modifiche hanno acquistato efficacia a far data dalla relativa pubblicazione sul sito internet del GME, avvenuta il 1° marzo u.s..

Documento per la consultazione 110/2017/R/EEL | “Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell’articolo 30 del Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine” | pubblicato il 6 marzo 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/110-17.pdf>

Con il documento per la consultazione 110/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modalità di implementazione di alcune disposizioni contenute nel Regolamento UE n. 2016/1719 (nel seguito: Regolamento FCA) disciplinante le modalità di allocazione a termine della capacità di trasporto interzonale.

In particolare, l’articolo 30 del Regolamento FCA introduce l’obbligo di offerta da parte dei gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO) di diritti di trasmissione di lungo termine (c.d. “Long Term Transmission Rights”) sui confini tra zone di offerta (c.d. “bidding zones”), con la finalità di offrire ai partecipanti al mercato uno strumento di copertura dal rischio rappresentato dalla variabilità del differenziale di prezzo tra le medesime zone in esito al coupling unico del giorno prima. Al riguardo, il Regolamento FCA prevede altresì la possibilità di derogare dal predetto obbligo nel caso in cui, a seguito di una specifica valutazione da parte delle singole Autorità di regio-

lamentazione interessate e previa consultazione dei soggetti interessati, siano disponibili sufficienti possibilità alternative di copertura dal rischio della volatilità del differenziale di prezzo tra le bidding zones.

Al riguardo, con riferimento al mercato elettrico italiano, l’AEEGSI evidenzia che, ad oggi, l’allocazione dei Long Term Transmission Rights già avviene con riferimento ai confini tra le zone nazionali e quelle estere, mentre non è prevista sui confini zionali “interni” all’Italia, in considerazione delle specificità del mercato elettrico italiano.

In particolare, l’Autorità dettaglia le motivazioni per le quali gli strumenti di copertura previsti dal Regolamento FCA non rispecchiano le effettive esigenze di copertura dei partecipanti al mercato elettrico italiano, ricordando che l’incertezza relativa al valore assunto dal CCT¹ nel corso del tempo - ossia l’incertezza legata alla variabilità relativa alle differenze tra il PUN ed i prezzi zionali di vendita - ha reso opportuna, ben prima dell’entrata in vigore del Regolamento FCA, l’assegnazione di strumenti per la copertura contro il rischio di prezzo ad esso associato, quali i c.d. “CCC” (strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra una zona e il PUN) e i c.d. “CCP” (strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente), come da ultimo approvati dalla Delibera n. 631/2016/R/EEL.

In considerazione delle argomentazioni espresse, l’Autorità ritiene opportuno applicare sui confini tra le zone nazionali e le zone estere l’allocazione dei Long Term Transmission Rights, come previsti dal Regolamento FCA, mentre, con riferimento ai confini zionali “interni”, intende confermare l’utilizzo degli specifici strumenti attualmente disponibili di copertura del rischio associato alle variazioni del CCT, ovvero i CCC e CCP.

Sul punto l’AEEGSI informa che i soggetti interessati possono far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni e proposte entro il 30 aprile 2017, termine di chiusura della consultazione.

Deliberazione 30 marzo 2017 201/2017/R/EEL | “Adeguamento del corrispettivo per la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico” | pubblicata il 30 marzo 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/201-17.pdf>

Con la delibera 201/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha disposto, con decorrenza dal 1 aprile 2017, l’adeguamento del “corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi” di cui all’articolo 45 della deliberazione 111/06. In particolare, l’AEEGSI ha adeguato l’importo del corrispettivo (precedentemente approvato, per l’anno 2017, con delibera 815/2016/R/EEL) al fine di tener conto, in termini prospettici, della possibile riduzione

degli oneri derivante dalla pubblicazione del provvedimento AGCM n. 26421.

AMBIENTALI

Deliberazione 16 marzo 2017 172/2017/E/EFR | “Avvio di procedimento per l'adeguamento delle regole di definizione del contributo tariffario di cui al meccanismo dei titoli di efficienza energetica alle previste innovazioni normative e attuative” | pubblicata il 17 marzo 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/172-17.pdf>

Con la delibera 172/2017/E/EFR, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario da corrispondere ai distributori di energia elettrica e gas soggetti agli obblighi in materia di efficienza energetica.

In particolare, l'avvio del procedimento di revisione del contributo tariffario si è reso necessario sia al fine di tener conto della prossima evoluzione del contesto normativo di riferimento (nuovo Decreto recante “determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020” e chiusura dell'indagine conoscitiva avviata dalla medesima Autorità con propria deliberazione 711/2016/E/EFR), sia al fine di incrementare l'efficienza complessiva del meccanismo.

L'AEEGSI ha inoltre evidenziato che, nell'ambito del suddetto procedimento di ridefinizione del contributo tariffario, qualora ritenuto opportuno dal Regolatore, potranno essere predisposti appositi documenti per la consultazione al fine di raccogliere le osservazioni in merito dei soggetti interessati.

Decreto ministeriale 11 gennaio 2017 | “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 78 del 3 aprile 2017 | Download http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2017-04-03&atto.codiceRedazionale=17A02375&elenco30giorni=false

Con il Decreto ministeriale del 11 gennaio 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE), sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Parere 22 dicembre 2016 n. 784/2016/I/EFR), ha approvato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2017 al 2020 attraverso il meccanismo dei certificati bianchi, nonché stabilito i criteri, le condizioni e le modalità di realizzazione dei progetti di ef-

ficienza energetica negli usi finali per l'accesso al medesimo meccanismo.

Tra le principali novità introdotte dal Decreto, si segnalano le misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti ed, in particolare, la possibilità per le imprese soggette agli obblighi di beneficiare di due scadenze temporali anziché dell'unica scadenza finale prevista invece dal precedente quadro regolatorio.

Segnatamente, i soggetti obbligati, ferma restando la scadenza dell'anno d'obbligo fissata al 31 maggio dell'anno successivo, potranno comunicare al GSE i TEE posseduti ai fini del relativo annullamento, anche nell'ambito della scadenza intermedia fissata al 30 novembre di ciascun anno solare.

Inoltre, l'articolo 16, comma 16.3, del Decreto introduce il principio dell'unificazione delle diverse tipologie di TEE ai fini delle relative attività di scambio, prevedendo che gli stessi “possono essere oggetto di libera contrattazione tra le parti, ovvero di contrattazione nel mercato organizzato dal GME, unificato per tutte le tipologie di titoli, secondo modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico”.

GAS

Decreto ministeriale 13 marzo 2017 | “Approvazione delle modifiche urgenti alla disciplina del mercato del gas naturale, allegata al decreto 6 marzo 2013” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 70 del 24 marzo 2017 | Download http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2017-03-24&atto.codiceRedazionale=17A02165&elenco30giorni=true

Con il Decreto ministeriale del 13 marzo 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico, sentito il parere favorevole dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Parere 3 marzo 2017 n. 98/2017/I/GAS), ha approvato le modifiche alla Disciplina del mercato del gas naturale (di seguito: Disciplina MGAS), predisposte dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. (GME) ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della predetta Disciplina, al fine di dare piena attuazione al nuovo sistema di bilanciamento gas naturale di cui alla delibera 312/2016/R/GAS. Ai sensi del predetto Decreto, le succitate modifiche hanno acquistato efficacia a far data dal 1° aprile 2017.

Giova ricordare che il passaggio al nuovo sistema di bilanciamento si è tradotto nella ridefinizione del disegno del mercato del gas (MGAS), all'interno del quale sono state ricondotte le negoziazioni dei prodotti locational (MPL), nonché quelle relative al mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS), precedentemente organizzate, in via transitoria, nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS). Al riguardo, con apposito comunicato pubblicato il 7 marzo u.s., il GME - oltre a fornire maggiori dettagli circa l'avvio operativo del nuovo sistema di bilanciamento gas - ha ricordato che la delibera AEEGSI 66/2017/R/GAS, nel disciplinare gli aspetti funzionali all'avvio

del nuovo sistema di bilanciamento gas, ha disposto la chiusura della Piattaforma per il bilanciamento gas (PB-GAS), prevedendo, al contempo, che le disposizioni transitorie per la gestione dei mercati - di cui all'articolo 2 della delibera 312/2016/R/GAS - perdano efficacia a partire dalle sessioni relative al giorno gas 1° aprile 2017.

Deliberazione 16 marzo 2017 147/2017/R/GAS | “Approvazione della proposta di convenzione tra Snam Rete Gas e Gestore dei Mercati Energetici, funzionale alla gestione dei mercati del gas e di una proposta di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al punto di scambio virtuale” | pubblicata il 17 marzo 2017 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/147-17.pdf>

Con la delibera 147/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), ha approvato la Convenzione di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla delibera 66/2017/R/GAS (nel seguito: Convenzione MGAS) stipulata tra il GME e Snam Rete Gas (nel seguito: SRG), funzionale all'avvio del nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale di cui alla delibera 312/2016/R/GAS.

In particolare, la Convenzione MGAS disciplina le modalità e i termini di scambio dei flussi informativi tra il GME e SRG funzionali alla partecipazione di quest'ultima, ai fini del bilanciamento del sistema, al mercato del gas (MGAS) nella sua nuova configurazione risultante dalla Disciplina MGAS approvata con Decreto 13 marzo 2017 del Ministro dello Sviluppo

Economico. Inoltre, con la medesima delibera, l'AEEGSI ha approvato la proposta di aggiornamento di SRG delle “Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale” riguardante, in particolare, alcuni aspetti tecnici strettamente funzionali all'attivazione del mercato dei prodotti locational (MPL) nel nuovo sistema di bilanciamento gas.

Comunicato del GME | “Pubblicazione del nuovo modello di contratto standard per la piattaforma PDR, aggiornato in funzione dell'avvio della fase di regime del nuovo bilanciamento gas di cui alla deliberazione AEEGSI 312/2016/R/gas e 66/2017/R/GAS” | 1 aprile 2017 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=324>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione della versione aggiornata del contratto PDR efficace dal 1° aprile 2017, la quale sostituisce integralmente la versione precedentemente pubblicata sul sito internet del GME.

Tale aggiornamento si è reso necessario per effetto dell'abrogazione ex lege del Regolamento PB-GAS e della contestuale chiusura dei sistemi di negoziazione della piattaforma PB-GAS, in attuazione delle deliberazioni AEEGSI 312/2016/R/GAS e 66/2017/R/GAS.

Per maggiori dettagli sull'aggiornamento del Contratto PDR è possibile consultare il testo del comunicato GME del 9 marzo u.s. (<http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=318>).

¹ Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

Gli appuntamenti

- 19 aprile
Politiche di riduzione della CO2: quali scelte per l'Italia
 Roma, Italia
 Organizzato da Parlamentari per lo sviluppo sostenibile e World Energy council
<http://www.aidicentro.it>
- 19-21 aprile
ICGS Istanbul 2017
 Istanbul, Turchia
 Organizzato da ICSG
<http://www.icsgistanbul.com>
- 21-22 aprile
Ninth International Conference on Climate Change: Impacts & Responses
 Cambridge, Regno Unito
 Organizzato da Common Ground Publishing
<http://on-climate.com>
- 21-22 aprile
Festival educazione ambientale
 Roma, Italia
 Organizzato da EARTH DAY ITALIA, Min. Ambiente
<http://istruzioneer.it>
- 25-26 aprile
6th International Conference on Green Buildings, Civil and Architecture Engineering (ICGBCAE'17)
 Parigi, Francia
 Organizzato da Urcae
<http://icgbcae.urcae.org>
- 26-28 aprile
International Conference on Ecosystems and Sustainable Development
 Cadiz, Spagna
 Organizzato da Wessex Institute
<http://www.wessex.ac.uk>
- 27-28 aprile
Efficienza Energetica ed Intelligent Building
 Milano, Italia
 Organizzato da Politecnico di Milano
<http://www.infobuildenergia.it>
- 28 aprile
Nasce Elettricità Futura
 Roma, Italia
 Organizzato da Assoelettrica
www.elettricitafutura.it
- 2-4 maggio
ICERE International Conference on Environment and Renewable Energy
 Venezia, Italia
 Organizzato da Adeo
<http://energy.conference-site.com>
- 3 maggio
Climate change disclosure and socially responsible investment strategies
 Milano, Italia
 Organizzato da AIAF/Università Bicocca
<http://www.asvis.it/>
- 3 maggio
Master gestione rifiuti
 Milano, Italia
 Organizzato da Tuttoambiente
<http://www.infobuildenergia.it/>
- 3-4 maggio
Decarbonised Energy and Water Resilience
 Londra, Regno Unito
 Organizzato da Institution of Civil Engineers
<http://www.ice-energyandwater.com>
- 4-5 maggio
IEEE WORLD ELECTRO MOBILITY CONFERENCE 2017
 Izmir, Turchia
 Organizzato da IEEE
<http://www.welmo2017.org>
- 5-7 maggio
2nd International Conference Sustainable and Renewable Energy Engineering
 Hiroshima, Giappone
 Organizzato da ICSREE
<http://www.icsree.com>
- 10-11 maggio
ExpoGnl
 Napoli, Italia
 Organizzato da ConferenzaGNL
<http://www.conferenzagnl.com>
- 10-12 maggio
The 7th International ENERGY Conference
 Venezia, Italia
 Organizzato da Renecon
<http://remoo.eu/>

11 maggio

L'innovazione al servizio delle Fonti Rinnovabili- Innovazioni e nuove soluzioni tecnologiche per favorire lo sviluppo e l'integrazione delle Fonti Rinnovabili nel sistema energetico italiano

Milano, Italia

Organizzato da Fondazione Megalia e Innovhub

<http://www.aiee.it>

17-19 maggio

Fare i conti con l'ambiente

Ravenna, Italia

Organizzato da Labelab

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

18 maggio

Utili all'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

18-20 maggio

6th Multinational Energy and Value Conference

Guzelyurt, Cipro

Organizzato da Middle East Technical University

<http://www.centerforenergyandvalue.org>

22 maggio

3° convegno MatER

Piacenza, Italia

Organizzato da Politecnico di Milano

<http://www.utilitalia.it>

22 maggio- 7 giugno

Festival dello Sviluppo Sostenibile

Roma, Napoli, Milano, Italia

Organizzato da Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile (ASviS)

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

25-26 maggio

Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Thaksin University

<http://mis.sci.tsu.ac.th>

25-26 maggio

Annual MiFID II for Energy and Commodity Firms

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marcus Evans

<https://goo.gl/Zv1Tfq>

7- 10 giugno

Festival dell'energia

Milano, Italia

Organizzato da Allea

<http://www.festivaldellenergia.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.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE 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.