

APPROFONDIMENTI

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - Rie

Dopo alcuni anni di sostanziale stasi, nel 2016 il GNL scambiato su scala mondiale è tornato ad aumentare sensibilmente (+7,5%), in linea con i ritmi di crescita che aveva conosciuto tra il 2000 e il 2011, quando con un aumento medio annuo del 7,5% aveva più che raddoppiato i volumi venduti da 140 a 300 mld mc. Con i 325 mld mc commercializzati l'anno scorso, il GNL rappresenta il 10% dei consumi mondiali di gas naturale.

Complessivamente gli scambi internazionali di gas tra le varie macro-regioni di produzione e consumo sono aumentati negli ultimi 25 anni del 70% e sono previsti in crescita di un ulteriore 70% entro il 2040. La maggior parte dell'incremento è atteso avvenire attraverso scambi di GNL, la cui quota sui commerci di gas a lunga distanza si amplierà dall'attuale 40% al 53%¹.

Quindi il mercato globale del gas naturale è, e ancora di più sarà, soggetto all'influenza da parte del GNL, per le dimensioni raggiunte e attese dal settore, per i cambiamenti che stanno incominciando ad interessarne le modalità contrattuali, per la sua maggior flessibilità rispetto ai commerci via gasdotto e il ruolo di fornitura marginale che può assumere sui mercati di consumo.

Con l'apparire di nuovi importatori ed esportatori, i volumi e la diversificazione dei flussi di GNL stanno rapidamente crescendo. I Paesi importatori sono arrivati a trentanove. Nel 2016, il 72% è stato prelevato dall'Asia ed in particolare il 30% dal Giappone, il 13% dalla Corea del Sud e l'11% dalla Cina. L'Europa ha importato il 15% per circa 49 mld mc (Turchia inclusa), in leggero aumento rispetto al 2015, ma ancora ben al di sotto degli 80 mld mc utilizzati negli anni

2010-2011, prima che la debolezza della domanda interna e gli alti prezzi asiatici indirizzassero i carichi verso mercati più remunerativi.

I Paesi produttori ed esportatori di GNL sono diciannove, il Qatar è il maggior fornitore mondiale con il 30% del mercato. Altri importanti players sono Australia (16%), Malesia (9%), Indonesia (8%) e Nigeria (7%).

Il commercio globale del GNL sta aumentando mentre i mercati cercano un loro equilibrio. Nei prossimi anni si assisterà ad una crescente disponibilità a causa di un notevole aumento della capacità di liquefazione, proveniente in un primo tempo soprattutto da Australia e Stati Uniti e in un secondo periodo anche da altri Paesi.

In un contesto dove ampia disponibilità di gas e quotazioni del petrolio (in ripresa solo nelle ultime settimane verso i 60 doll./bbl) stanno contribuendo a comprimere i prezzi del gas naturale², l'incremento in corso e atteso della capacità di liquefazione, unito alle incertezze sulla crescita della domanda, fanno parlare ormai da qualche tempo di “bolla” del GNL per i prossimi anni, con condizionamenti sull'intero mercato del gas.

Un eccesso di offerta sul mercato del GNL era già atteso nel 2016 a seguito dell'entrata in esercizio di nuova capacità in Australia e USA; tuttavia l'inattesa riduzione dell'output di alcuni produttori storici (Yemen, Angola, Egitto), il ritardo nell'entrata in funzione di alcuni nuovi impianti e un temporaneo aumento della domanda in Nord-Est Asia ed Europa hanno pressoché annullato il surplus. La maggior parte delle analisi internazionali ritiene tuttavia che “la bolla” sia solo rinviata.

continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2017

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 12

Mercati energetici Europa
pag 16

Mercati per l'ambiente
pag 20

APPROFONDIMENTI

Aspettando “la bolla”: dinamiche sul mercato internazionale del GNL
di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - Rie

NOVITA' NORMATIVE

pagina 36

APPUNTAMENTI

pagina 38

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, dopo l'inattesa impennata di agosto (+7,7%), tornano a segnare una flessione su base annua (-1,8%). Sul lato domanda ripiegano sia gli acquisti nazionali (-1,4%) che quelli esteri (-21,4%). Sul lato offerta, a fronte di una ripresa delle importazioni (+17,4%), le vendite degli impianti di produzione nazionali invertono la tendenza degli ultimi mesi e scendono del 4,9%, trainate da quelle degli impianti alimentati a gas naturale (-17,2%); in aumento, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile (+13,0%). La liquidità del mercato, sostenuta sul lato acquisti da Acquirente Unico,

si attesta a 70,1%. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) segna un aumento su base annua (+13,3%) e si porta a 48,59 €/MWh. I prezzi zionali di vendita oscillano tra i 46 ed i 49 €/MWh, ad eccezione della Sicilia a quota 53 €/MWh che tuttavia riduce significativamente lo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il prodotto Ottobre 2017 baseload chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 51,61 €/MWh. Prosegue, ininterrottamente ormai da gennaio 2016, la flessione tendenziale delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in netto calo rispetto all'alto livello di agosto (-7,17 €/MWh; -12,9%), segna un aumento su base annua (+5,70 €/MWh; +13,3%) portandosi a 48,59 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela significativi incrementi tendenziali sia nelle ore di picco (+5,19 €/MWh;

+10,7%) che nelle ore fuori picco (+6,21 €/MWh; +15,7%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 53,87 e 45,76 €/MWh. In lieve flessione, rispetto ad un anno fa, il rapporto picco/baseload pari a 1,11 (Grafico 1 e Tabella 1).

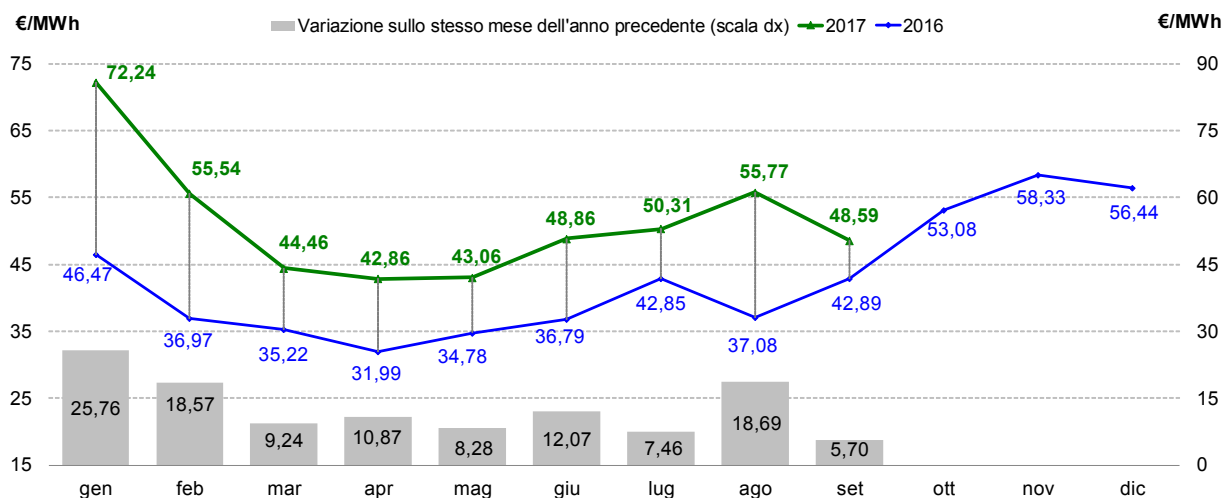
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	48,59	42,89	+5,70	+13,3%	23.083	-1,1%	32.950	-1,8%	70,1%	69,6%
Picco	53,87	48,68	+5,19	+10,7%	27.473	-2,0%	39.480	-1,6%	69,6%	69,9%
Fuori picco	45,76	39,54	+6,21	+15,7%	20.720	+0,4%	29.435	-1,0%	70,4%	69,4%
Minimo orario	25,95	25,99			15.038		21.825		63,5%	61,3%
Massimo orario	89,82	92,71			29.828		42.870		81,0%	78,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

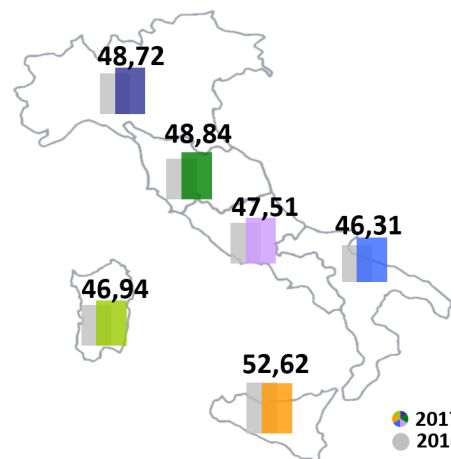
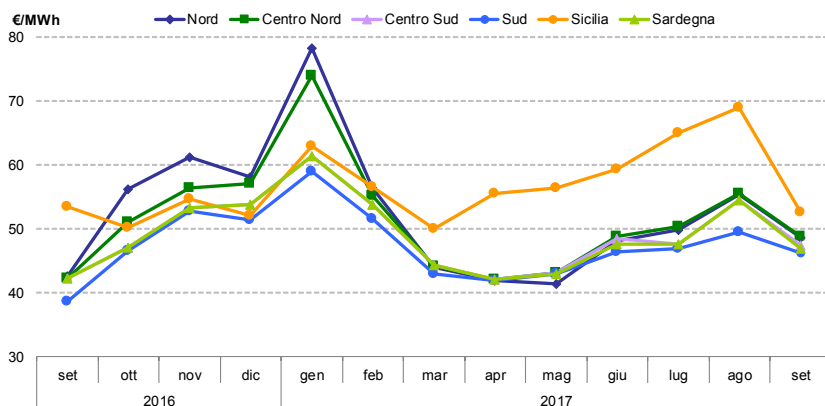


I prezzi di vendita, ovunque in robusto calo rispetto ai livelli del mese precedente, esibiscono rialzi tendenziali in doppia cifra sulle zone continentali ed in Sardegna, oscillando tra i 46,31 €/MWh (+19,5%) del Sud ed i 48,84 €/MWh (+15,3%)

del Centro Nord. In flessione su base annua il prezzo della Sicilia che, seppur confermandosi il più alto a quota 52,62 €/MWh (-1,6%), riduce a poco più di 6 €/MWh il differenziale con le zone meridionali (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, con un calo su base annua dell'1,8%, si portano a 23,7 milioni di MWh. In flessione sia gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,6 milioni di MWh (-1,1%), che i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, scesi a 7,1

milioni di MWh (-3,3%), livello minimo storico per il mese di settembre (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, pari a 70,1% (minimo da inizio anno), in calo di 0,5 punti percentuali su agosto, guadagna 0,5 p.p. rispetto ad un anno fa (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.620.036	-1,1%	70,1%
Operatori	10.407.306	-4,8%	43,9%
GSE	2.639.564	-11,6%	11,1%
Zone estere	3.573.166	+23,3%	15,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.104.281	-3,3%	29,9%
Zone estere	344.862	-21,5%	1,5%
Zone nazionali	6.759.418	-2,1%	28,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.724.317	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.996.553	-3,3%	
OFFERTA TOTALE	39.720.870	-2,4%	

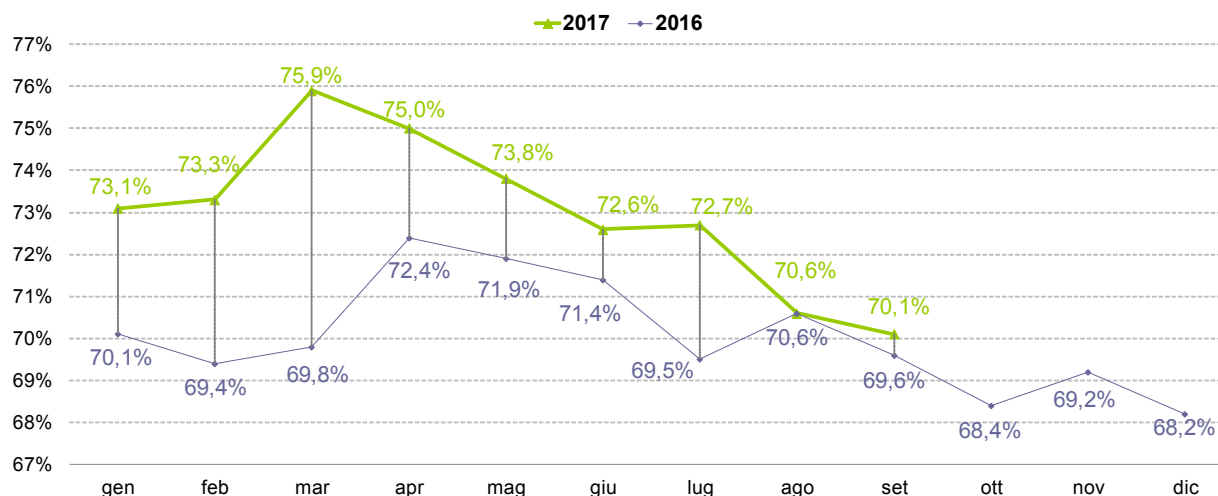
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.620.036	-1,1%	70,1%
Acquirente Unico	3.502.516	+19,2%	14,8%
Altri operatori	8.605.815	-5,8%	36,3%
Pompaggi	1.730	-27,5%	0,0%
Zone estere	337.452	-21,4%	1,4%
Saldo programmi PCE	4.172.523	-3,1%	17,6%
PCE (incluso MTE)	7.104.281	-3,3%	29,9%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	558.420	-61,3%	2,4%
Zone nazionali altri operatori	10.718.383	+5,0%	45,2%
Saldo programmi PCE	-4.172.523	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.724.317	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	301.847	-45,1%	
DOMANDA TOTALE	24.026.164	-2,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali si riducono dell'1,4% portandosi a 23,4 milioni di MWh. A livello locale la flessione ha riguardato quasi tutte le zone in particolare il Centro Sud (-3,1%) e la Sardegna (-2,6%); pressoché invariati gli acquisti in Sicilia (-0,1%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 337 mila MWh, si riducono del 21,4% (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, dopo i segnali positivi degli ultimi tre mesi, scendono del 4,9% su base annua e si portano a 19,8 milioni di MWh. A trainare il calo, la riduzione delle vendite al Centro Nord (-16,0%), al Nord (-8,9%) ed in Sicilia (-34,0%); in netto aumento, invece, le vendite al Sud (+11,2%) e Sardegna (+18,9%). Si confermano in crescita tendenziale le importazioni di energia dall'estero, attestatesi a 3,9 milioni di MWh (+17,4%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.441.571	25.613	-8,5%	9.694.066	13.464	-8,9%	13.175.899	18.300	-1,0%
Centro Nord	2.178.649	3.026	-6,4%	1.392.382	1.934	-16,0%	2.507.307	3.482	-1,6%
Centro Sud	4.471.564	6.211	+7,8%	2.552.597	3.545	+0,3%	3.752.492	5.212	-3,1%
Sud	6.707.560	9.316	+10,5%	4.403.346	6.116	+11,2%	1.853.955	2.575	-1,3%
Sicilia	2.460.243	3.417	-21,7%	784.187	1.089	-34,0%	1.386.611	1.926	-0,1%
Sardegna	1.513.795	2.102	+4,3%	979.711	1.361	+18,9%	710.600	987	-2,6%
Totale nazionale	35.773.381	49.685	-4,1%	19.806.288	27.509	-4,9%	23.386.865	32.482	-1,4%
Estero	3.947.489	5.483	+15,6%	3.918.029	5.442	+17,4%	337.452	469	-21,4%
Sistema Italia	39.720.870	55.168	-2,4%	23.724.317	32.950	-1,8%	23.724.317	32.950	-1,8%

A settembre le vendite da impianti a fonte rinnovabile si attestano a 7,3 milioni di MWh, in crescita del 13,0% su base annua, sospinte dagli impianti a fonte idraulica (+11,7%) ed eolica (+87,3%). Tornano in calo invece le vendite da impianti a gas (-17,2%) e dagli altri impianti a fonte tradizionale

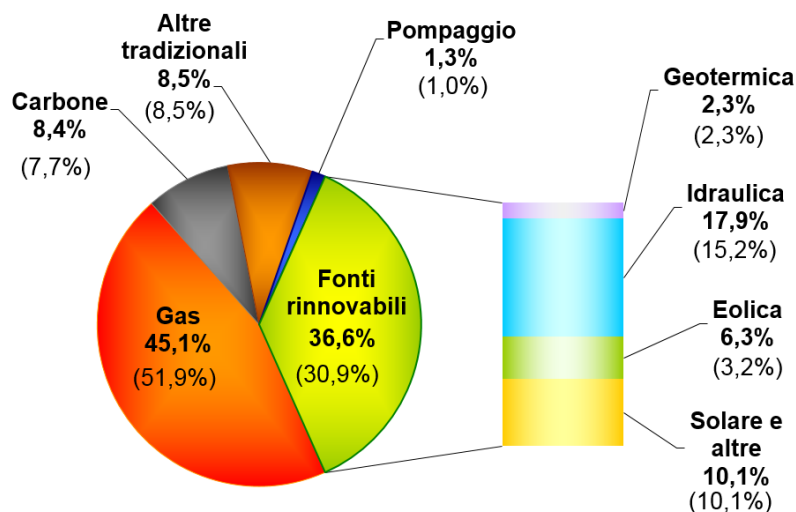
(-5,2%); in controtendenza quelle dagli impianti a carbone (+3,8%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti rinnovabili guadagna 5,7 punti percentuali portandosi al 36,6%, mentre quella degli impianti a gas ne cede 6,8 scendendo a 45,1% (Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

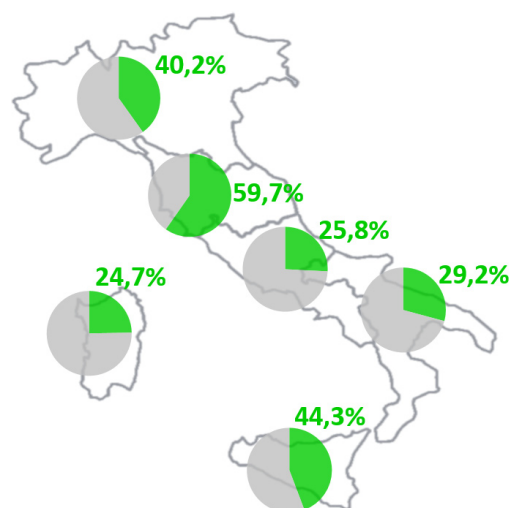
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.738	-18,2%	779	-29,3%	2.584	-4,8%	4.330	-0,2%	607	-46,8%	1.025	+10,2%	17.063	-13,3%
Gas	6.291	-18,3%	725	-30,8%	991	-21,1%	3.270	-1,5%	571	-48,2%	563	+0,1%	12.411	-17,2%
Carbone	567	-15,8%	-	-	1.374	+10,2%	-	-	-	-	379	+20,4%	2.320	+3,8%
Altre	880	-19,0%	54	-0,2%	220	+3,6%	1.060	+4,3%	36	-5,0%	82	+55,7%	2.332	-5,2%
Fonti rinnovabili	5.407	+7,0%	1.155	-3,8%	915	+16,0%	1.786	+53,9%	482	-5,3%	336	+57,0%	10.081	+13,0%
Idraulica	3.822	+15,0%	223	-12,1%	302	-6,7%	419	+23,3%	101	-18,3%	52	+29,9%	4.920	+11,7%
Geotermica	-	-	640	-3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	640	-3,3%
Eolica	7	+210,2%	20	+123,5%	302	+90,3%	973	+124,0%	251	+1,0%	191	+142,1%	1.745	+87,3%
Solare e altre	1.578	-8,5%	271	-1,5%	310	+1,4%	393	+1,9%	130	-5,2%	92	-2,4%	2.775	-5,1%
Pompaggio	318	+18,0%	-	-	46	+41,1%	-	-	-	-	-	-	365	+20,5%
Totale	13.464	-8,9%	1.934	-16,0%	3.545	+0,3%	6.116	+11,2%	1.089	-34,0%	1.361	+18,9%	27.509	-4,9%

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

A settembre sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 3.007 MWh, di cui 2.388 MWh sul confine francese (80% circa del totale), 255 MWh su quello austriaco e 363 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona in import in quasi la totalità delle ore sulla frontiera austriaca e francese, mentre su quella slovena nell'88,6%, osservando un flusso in export nel 10,8% delle ore, pari a 210 MWh medi orari (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) aumenta sulla

frontiera austriaca e francese, mentre si riduce del 6,8% su quella slovena. Il market coupling alloca quasi tutta la capacità disponibile sulla frontiera austriaca, circa il 93% sulla frontiera francese ed il 72% su quella slovena. Le allocazioni con aste esplicite si riducono sensibilmente sulla frontiera francese, confermandosi pressoché nulle su quella austriaca e slovena. Su quest'ultima resta inutilizzato circa il 28% della capacità disponibile in import (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	2.424 (2.151)	2.390 (1.816)	99,9% (92,2%)	94,0% (64,6%)	1.102 (1.311)	240 (625)	0,1% (7,5%)	- (1,9%)
Italia - Austria	255 (65)	255 (65)	100,0% (99,0%)	100,0% (98,9%)	89 (11)	- (10)	- (0,3%)	- (0,3%)
Italia - Slovenia	471 (505)	384 (420)	88,6% (86,1%)	58,5% (48,3%)	609 (631)	210 (254)	10,8% (13,2%)	0,1% (1,0%)

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

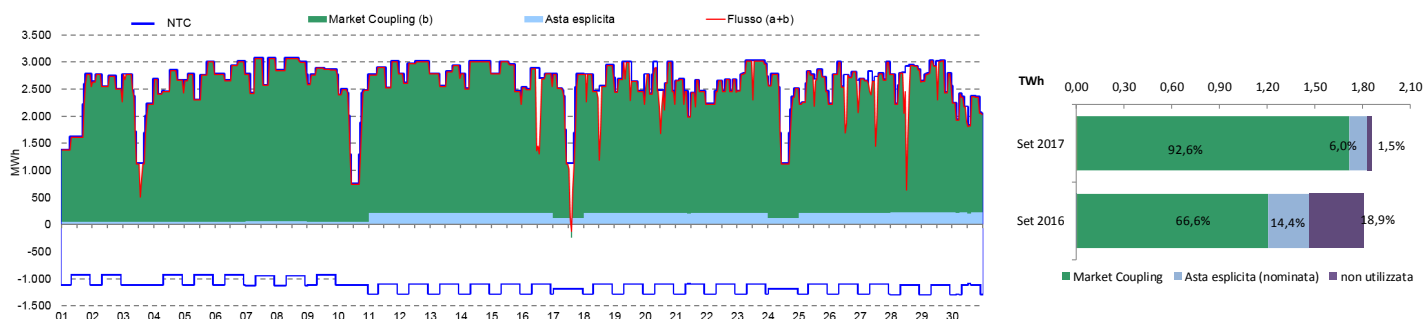


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

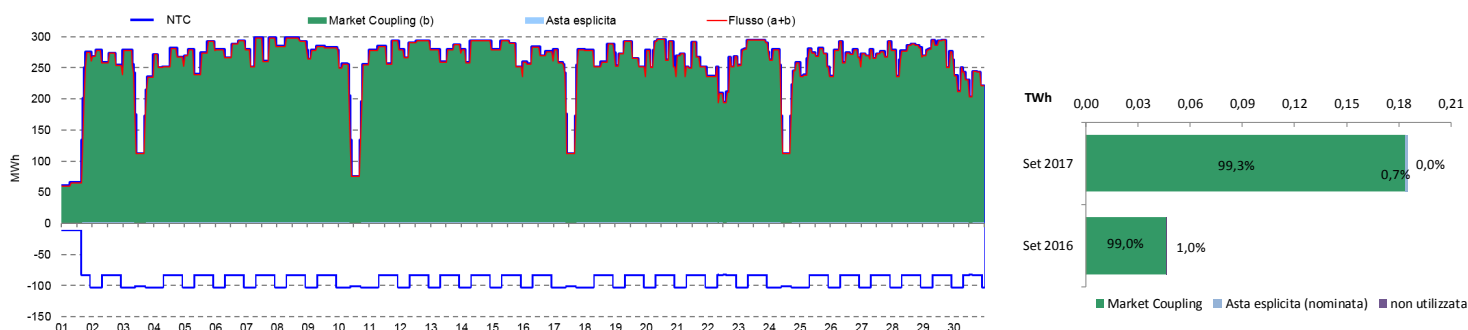
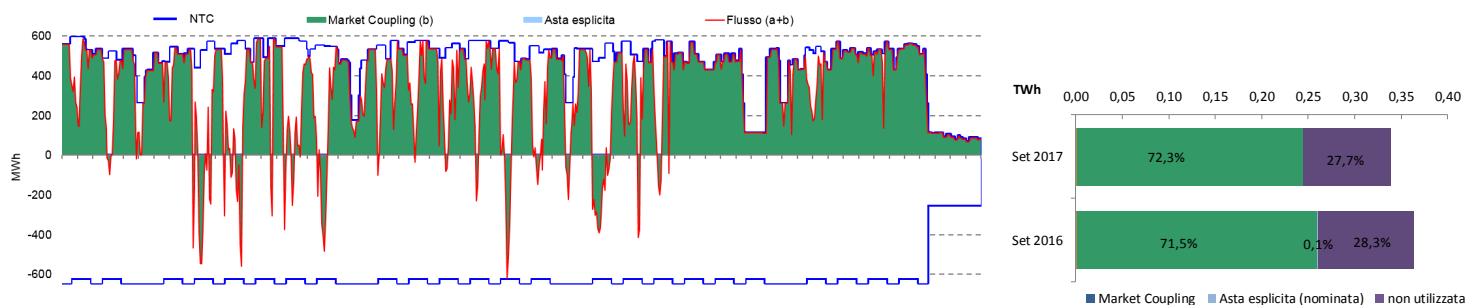


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 47,32 €/MWh, segna un calo rispetto ad agosto, mentre aumenta di quasi 6 €/MWh (+13,7%) rispetto a settembre 2016 (Grafico 9). Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia un prezzo di acquisto su MI più basso di 1,28

€/MWh. I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pressoché in linea con il mese precedente, segnano una flessione su base annua (-5,7%), scendendo a 2,0 milioni di MWh. In Figura 1 e Grafico 10 la sintesi degli esiti delle singole sessioni di MI.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

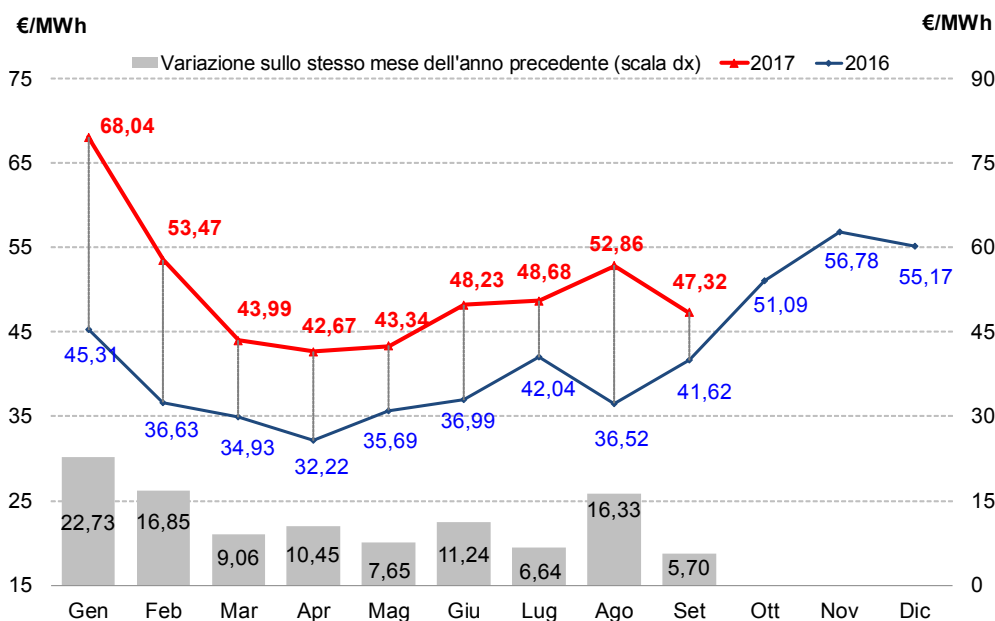


Figura 1: MI, dati di sintesi

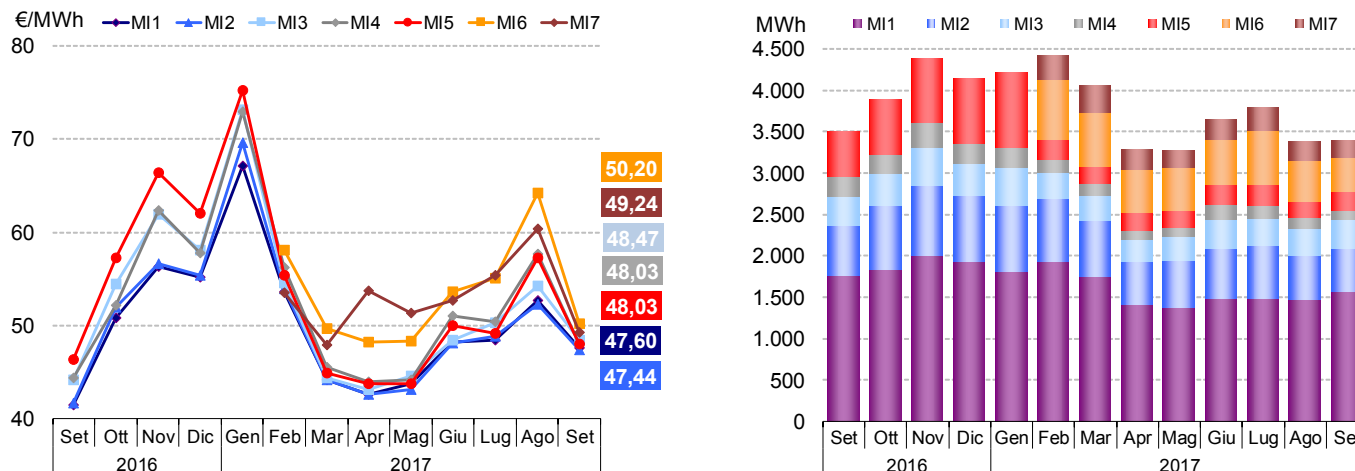
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh			Prezzi €/MWh
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione	
MGP (1-24 h)	48,59	+13,3%	23.724.317	32.950	-1,8%	48,59
MI1 (1-24 h)	47,60	+14,7%	1.127.350	1.566	-10,9%	47,60
MI2 (1-24 h)	47,44	+13,8%	370.637	515	-15,4%	47,44
MI3 (5-24 h)	48,47	-	213.505	356	-	48,47
MI4 (9-24 h)	48,03	-	48.169	100	-	48,03
MI5 (13-24 h)	48,03	-	79.606	221	-	48,03
MI6 (17-24 h)	50,20	-	102.369	427	-	50,20
MI7 (21-24 h)	49,24	-	25.516	213	-	49,24

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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



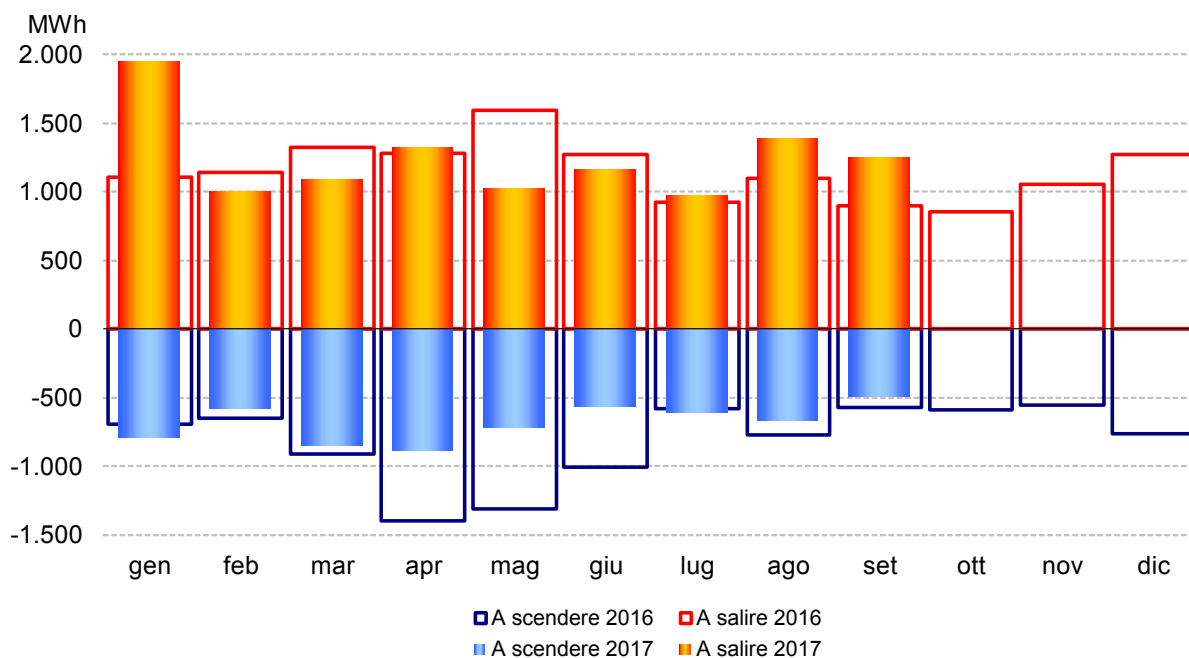
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A settembre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con una crescita del 38,5% su base annua, si portano a quota 898 mila MWh. In calo, invece, le

vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 357 mila MWh (-12,8%), minimo da inizio 2016 (Grafico 11).

Grafico 11: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

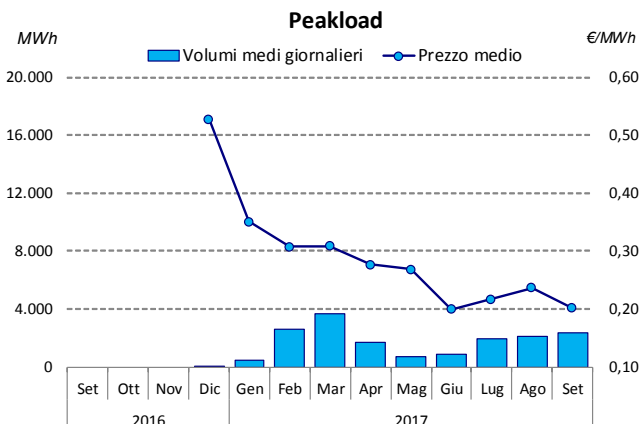
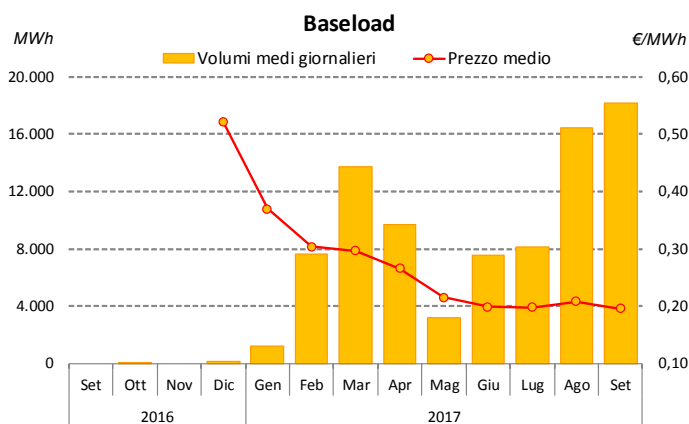
A settembre nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 355 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 268 con profilo baseload e 87 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, nei 30 giorni di flusso del mese, e quello

dei prodotti con profilo peakload, nei 21 giorni di flusso, si attestano a 0,20 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, in crescita sul mese precedente, salgono a 595 mila MWh, di cui 546 mila MWh riferiti a prodotti con profilo baseload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	268	30/30	0,20	0,10	0,34	545.856	18.195
Peakload	87	21/21	0,20	0,19	0,30	49.572	2.361
Totale	355					595.428	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra una sola negoziazione riferita al prodotto Il Trimestre 2018 baseload per complessivi 11 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 642 mila MWh, in calo dell'8,2% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili a settembre sono risultati in aumento rispetto alla quotazione di fine agosto ad eccezione del prodotto Ottobre 2017

(Tabella 7 e Grafico 12).

Il prodotto Ottobre 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 51,61 €/MWh sul baseload e 58,43 €/MWh sul peakload, entrambi pressoché stabili rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 90 e 5 MW, per complessivi 68 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2017	51,61	+0,0%	-	-	-	-	-	90	67.050
Novembre 2017	56,90	+10,2%	-	-	-	-	-	90	64.800
Dicembre 2017	56,90	+10,2%	-	-	-	-	-	90	66.960
Gennaio 2018	55,80	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	53,32	+3,3%	-	-	-	-	-	90	198.810
I Trimestre 2018	55,80	+10,3%	-	-	-	-	-	3	6.477
II Trimestre 2018	44,30	+13,0%	1	5	-	5	-	8	17.472
III Trimestre 2018	46,62	+5,0%	-	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2018	50,13	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	49,19	+5,2%	-	-	-	-	-	54	473.040
Totale			1	5	-	5			639.789

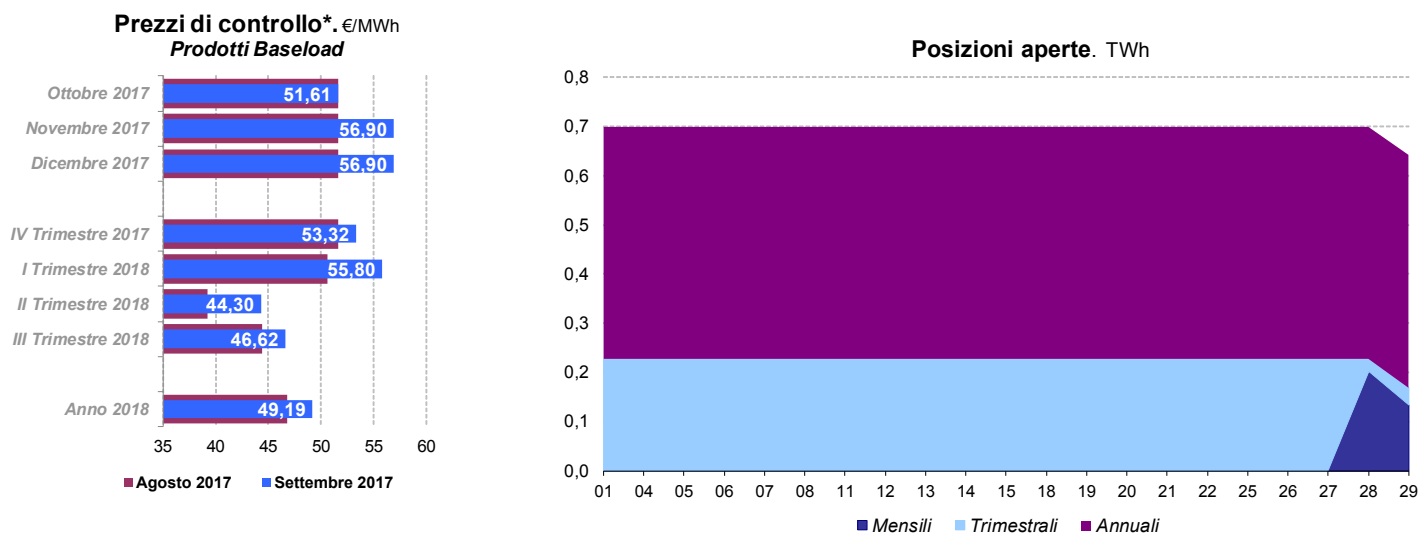
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2017	58,43	-0,9%	-	-	-	-	-	5	1.320
Novembre 2017	66,03	+10,1%	-	-	-	-	-	5	1.320
Dicembre 2017	63,71	+9,6%	-	-	-	-	-	5	1.260
Gennaio 2018	65,60	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	60,37	+2,3%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	62,37	+10,1%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	46,36	+12,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	50,92	+6,9%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2018	57,24	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	54,23	+2,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			2.580
TOTALE			1	5	-	5			642.369

* 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 12: 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 settembre 2017 flettono del 14,0% rispetto ad un anno fa attestandosi a 25,8 milioni di MWh. Ancora in calo sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 65 mila MWh (-81,9%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 25,1 milioni di MWh (-15,2%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano, invece, a 595 mila MWh e rappresentano il 2,3% del totale registrato (Tabella 8).

In calo anche posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE che si porta a 14,0 milioni di MWh

(-10,1%). Ancora in flessione tendenziale anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che cede 0,08 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,85, seppure al secondo aumento congiunturale dal livello minimo registrato a luglio (Grafico 13).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,1 milioni di MWh, segnano un calo su base annua (-3,3%), con i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 6,8 milioni di MWh (-16,2%). Si riducono su base anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,3 milioni di MWh (-3,2%) con i relativi sbilanciamenti a programma in discesa a 2,7 milioni di MWh (-30,9%).

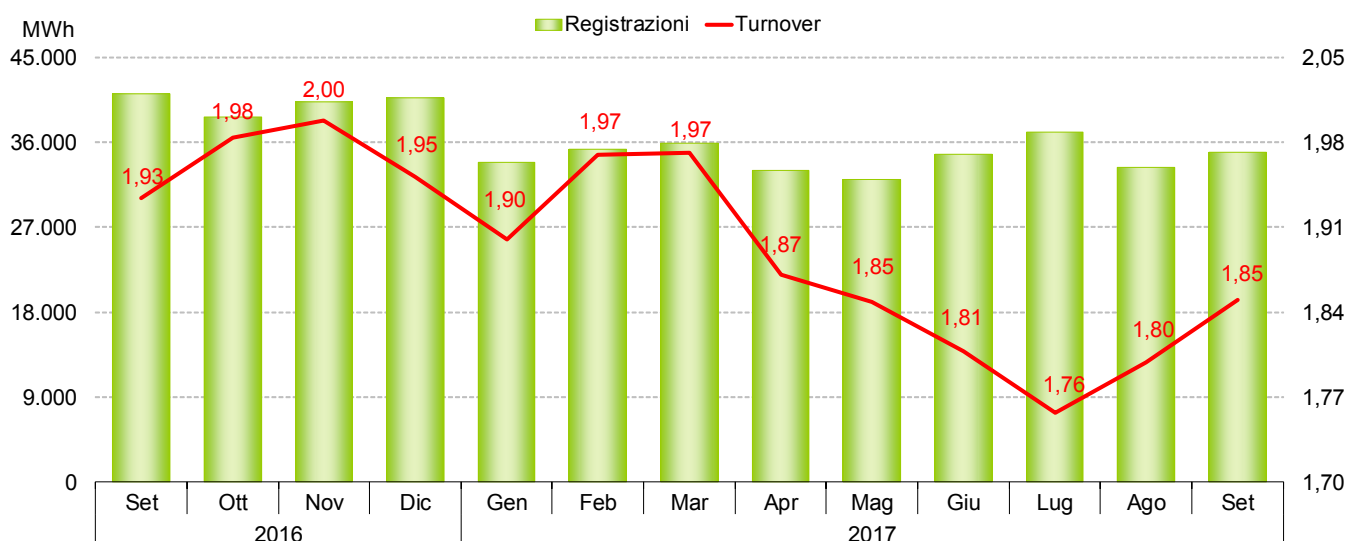
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.178.093	- 43,4%	23,9%	Richiesti	9.086.657	-6,8%	100,0%	11.426.294	-2,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	75.180	- 76,2%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.282.280	-19,0%	47,1%	14.728	-	0,1%
<i>Peak</i>	53.076	- 87,9%	0,2%	Rifiutati	1.982.376	-17,6%	21,8%	149.490	+813,6%	1,3%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.982.339	-17,3%	21,8%	20	100%	0,0%
Totale Standard	6.306.349	- 46,0%	24,4%							
Totale Non standard	18.840.796	+4,8%	73,0%	Registrati	7.104.281	-3,3%	78,2%	11.276.803	-3,2%	98,7%
PCE bilaterali	25.147.145	- 15,2%	97,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.299.941	-20,5%	25,3%	14.708	-	0,1%
MTE	65.340	- 81,9%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	6.847.284	-16,2%		2.674.761	-30,9%	
MPEG	595.308	-	2,3%	Saldo programmi	-	-		4.172.523	-3,1%	
TOTALE PCE	25.807.793	- 14,0%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.951.564	- 10,1%								

Grafico 13: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia, dopo cinque mesi, tornano a segnare una flessione su base annua portandosi a 4.309 milioni di mc (-6,2%). La frenata deriva dal brusco calo dei consumi del settore termoelettrico che segnano la contrazione più importante degli ultimi tre anni (-20,0%); ancora in crescita, invece, i consumi del settore civile e industriale (+8,1%; +8,2%). Sul lato offerta calano sia le importazioni di gas naturale (-8,5%),

che la produzione nazionale (-6,6%). In flessione anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (-15,1%) con la giacenza di gas naturale a fine mese più alta rispetto ad un anno fa (+1,5%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME si è scambiato il 6,6% della domanda complessiva di gas naturale (3,0 milioni di MWh), di cui oltre la metà nel Mercato Infragiornaliero ad un prezzo medio di 18,72 €/MWh, pressoché in linea con la quotazione al PSV (18,91 €/MWh).

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia, dopo cinque rialzi tendenziali consecutivi, tornano a segnare una flessione su base annua portandosi a 4.309 milioni di mc (-6,2%). Il calo ha interessato unicamente i consumi del settore termoelettrico che, in corrispondenza anche di una ripresa della produzione rinnovabile, segnano la prima flessione da agosto 2016 portandosi a 1.831 milioni di mc (-20,0%). Continua e si rafforza, invece, la ripresa dei consumi del settore civile saliti a 1.158 milioni di mc (+8,1%), così come quella del settore industriale che, raggiungono il valore più alto dal 2009 per il mese di settembre a quota 1.186 milioni di mc. Ripiegano, invece, le esportazioni che scendono a 135 milioni di mc (-3,9%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.059 mln di mc, in calo del 15,1% rispetto allo scorso anno. Sul lato offerta i minori consumi hanno determinato sia una flessione delle importazioni di gas naturale, scese a

4.900 milioni di mc (-8,5% su base annua), che una nuova riduzione della produzione nazionale, scesa ai minimi per il mese di settembre (452 milioni di mc; -6,6%).

Tra i punti di entrata si riducono tutte le importazioni via gasdotto con il gas russo da Tarvisio che si conferma ancora la prima fonte (2.212 mln mc; -3,1%) seguito da quello algerino a Mazara (957 mln mc; -7,1%) e da quello dal Nord Europa a Passo Gries, più che dimezzato (429 mln mc; -59,4%); più modesta, invece, la flessione di quello libico a Gela (361 mln mc; -2,1%). Positiva, invece, la performance dei terminali GNL che, ancora impegnati nel servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, anche questo mese segnano una crescita con Cavarzere che sale a 652 mln di mc, Livorno a 123 mln di mc e Panigaglia a 167 mln di mc.

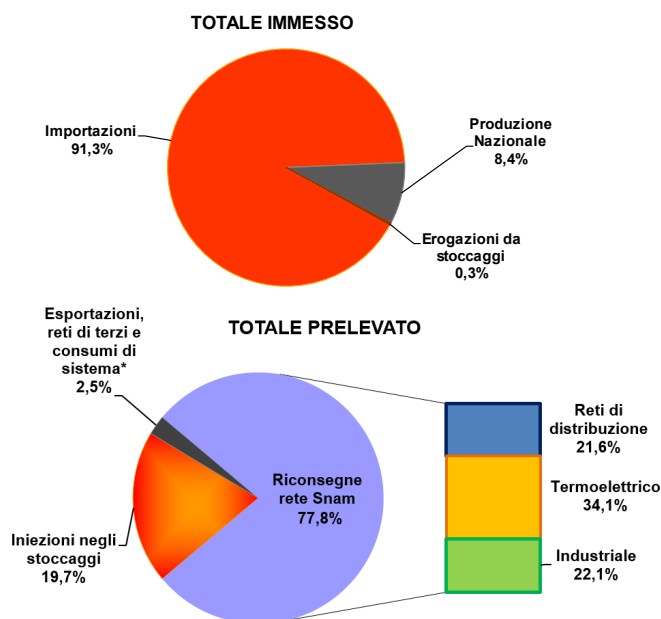
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 16 milioni di mc (nulle le erogazioni un anno fa).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.900	51,9	-8,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	957	10,1	-7,1%
Tarvisio	2.212	23,4	-3,1%
Passo Gries	429	4,5	-59,4%
Gela	361	3,8	-2,1%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	167	1,8	-
Cavarzere (GNL)	652	6,9	+8,9%
Livorno (GNL)	123	1,3	+484,2%
Produzione Nazionale	452	4,8	-6,6%
Erogazioni da stoccaggi	16	0,2	-
TOTALE IMMESSO	5.368	56,8	-8,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	1.186	12,5	+8,2%
Termoelettrico	1.831	19,4	-20,0%
Reti di distribuzione	1.158	12,3	+8,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	135	1,4	-3,9%
TOTALE CONSUMATO	4.309,2	45,6	-6,2%
Iniezioni negli stoccaggi	1.059	11	-15,1%
TOTALE PRELEVATO	5.368	56,8	-8,1%

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



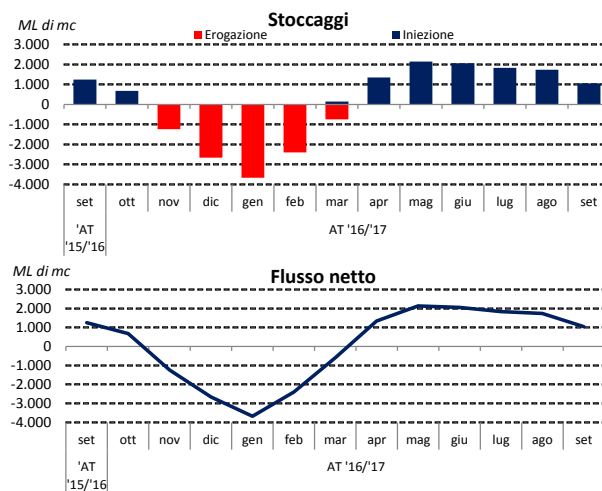
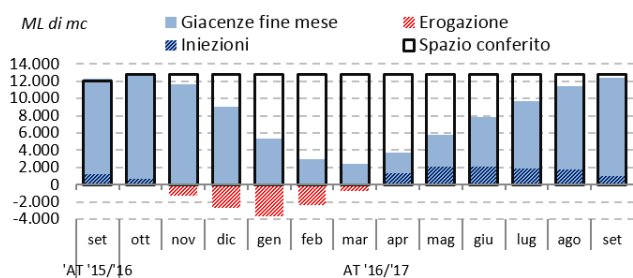
Nell'ultimo giorno del mese di settembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.447 milioni di mc, in crescita dell'1,5% rispetto al 30 settembre del 2016. Il rapporto

giacenza/spazio conferito si attesta al 97,3%, in flessione rispetto ad un anno fa (-4,2 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2017)	12.447	+1,5%
Erogazione (flusso out)	16	-
Iniezione (flusso in)	1.059	-15,1%
Flusso netto	1.043	-16,3%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	97,3%	-4,2 p.p.



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in aumento del 5,5% sul mese precedente, segna il

decimo incremento tendenziale consecutivo portandosi a 18,91 €/MWh (+4,80 €/MWh; +34,0%).

I MERCATI GESTITI DAL GME

A settembre nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, pari al 6,6% della domanda complessiva di gas naturale. Oltre la metà dei volumi è stato scambiato nel Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) con 1,6 milioni di MWh (44 mila MWh a settembre

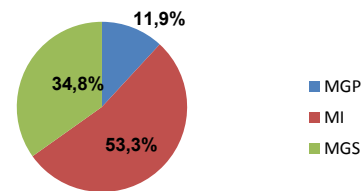
2016) seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) con 1,0 milioni di MWh; più contenuti i volumi del Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 357 mila MWh. I prezzi sono oscillati tra 18,66 €/MWh di MGP-gas e 19,16 €/MWh di MGS, pressoché conformi alla quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS: prezzi e volumi*

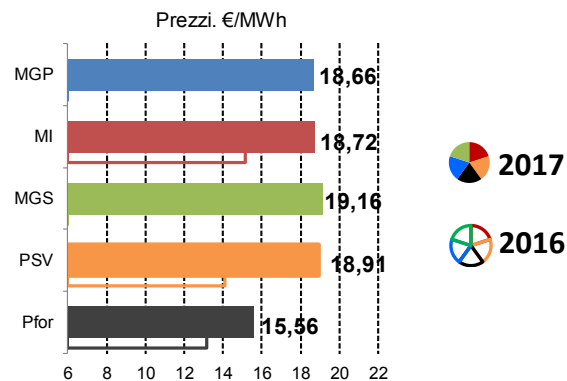
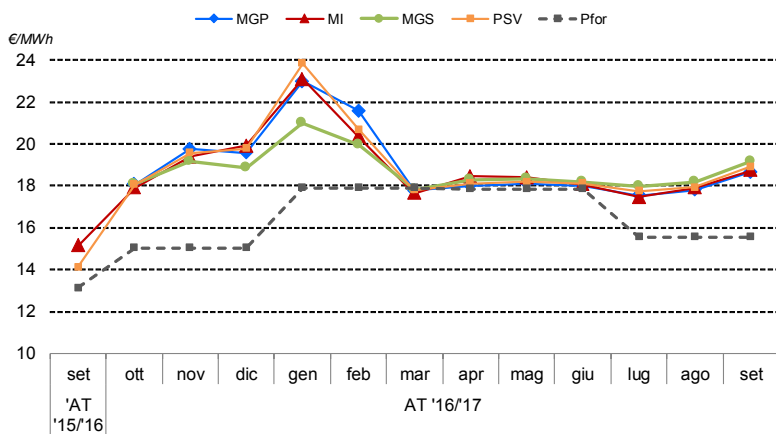
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	18,66	(-)	17,00	20,00	356.932 (-)
MI	18,72	(15,15)	14,88	20,43	1.603.724 (44.130)
MGS	19,16	(-)	18,15	19,65	1.048.353 (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



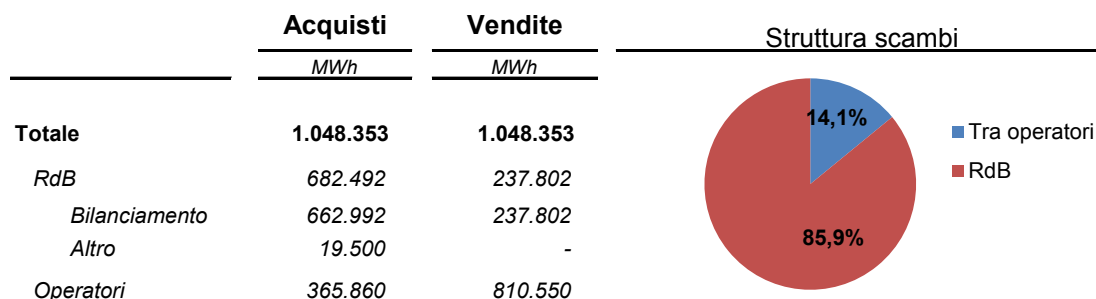
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MGP ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

Nel MGS i volumi scambiati tra operatori (148 mila MWh) hanno rappresentato il 14,1% del totale scambiato, mentre l'attività di SRG, finalizzata prevalentemente al bilanciamento,

è stata pari a 682 mila MWh sul lato acquisti e 238 mila MWh sul lato vendite.

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

Fonte: dati GME



A settembre nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) sono state registrate 21 negoziazioni per complessivi 4.353 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 4.344 MWh, in calo del 37,6% rispetto al mese precedente. I prodotti M-2017-10, Q-2017-04 chiudono il loro periodo di trading con

un prezzo di controllo pari rispettivamente a 19,35 €/MWh e 18,75 €/MWh ed una posizione aperta per il solo mensile di 279 MWh. Stabili o in crescita i prezzi di controllo di tutti i prodotti negoziabili nel mese.

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	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-09	-	-	19,57	8,9%	-	-	-	-	-	-	240	480
BoM-2017-10	-	-	19,39	-	-	-	-	-	-	-	9	270
M-2017-10	18,75	19,40	19,35	4,5%	5	279	-	-	279	-	9	279
M-2017-11	19,40	20,00	19,95	6,5%	6	630	-	-	630	-	21	630
M-2017-12	20,25	20,30	20,26	6,6%	4	744	-	-	744	-	24	744
M-2018-01	-	-	20,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-04	-	-	18,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	20,30	20,40	20,30	7,5%	6	2.700	-	-	2.700	-	30	2.700
Q-2018-02	-	-	19,34	8,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,01	5,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2017/2018	-	-	18,81	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	19,17	6,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	19,84	7,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					21	4.353			4.353		84	4.344

*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 settembre le quotazioni a pronti del greggio e degli altri combustibili appaiono in decisa crescita così come le rispettive quotazioni a termine. In aumento anche le quotazioni del gas naturale nei principali hub europei con il PSV (18,91 €/MWh)

che porta ai minimi degli ultimi sette mesi il differenziale con il TTF. In tale contesto appaiono in netta ripresa i prezzi spot ed a termine dell'energia elettrica, ad eccezione della quotazione italiana in calo congiunturale del 13%.

A settembre il prezzo del greggio, al terzo rialzo congiunturale consecutivo (+10% su agosto), si porta ai massimi da luglio 2015, attestandosi a 57 \$/bbl (+22% su base annua). Ai massimi da oltre due anni anche il gasolio e l'olio combustibile, rispettivamente a quota 513 \$/MT (+11 e +26%) a 314 \$/MT (+7 e +31%). I prezzi a termine, ovunque in ripresa, appaiono pressoché in linea con le relative quotazioni spot in riferimento al greggio, mentre si mostrano leggermente inferiori a queste ultime per l'olio combustibile e superiori per il gasolio. Sui livelli

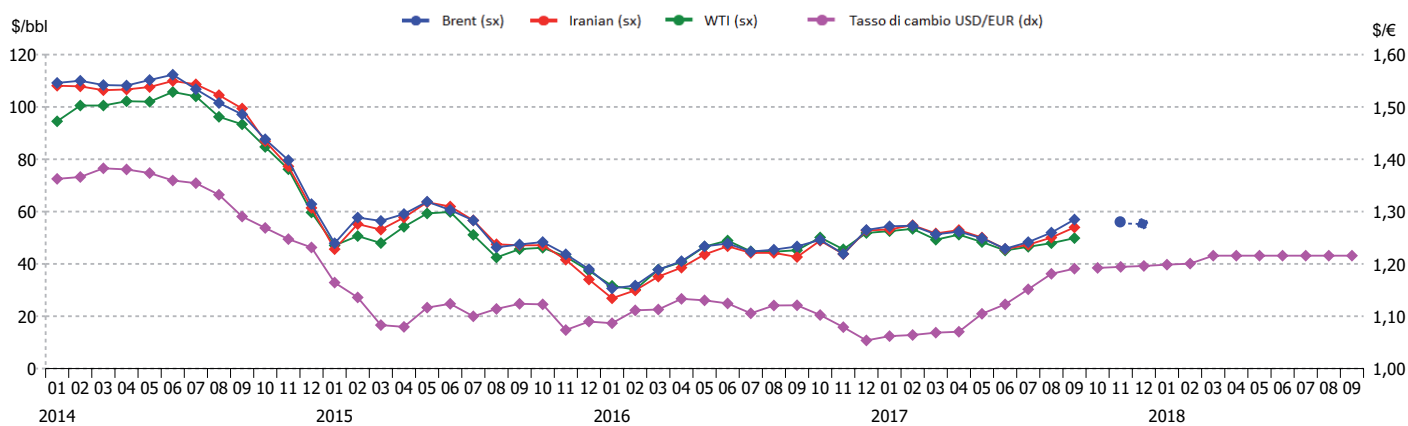
più alti di sempre il prezzo a pronti del carbone, che si porta a 91 \$/MT. Poco più basse le quotazioni a termine dei prodotti mensili (+8%) mentre l'annuale 2018 raggiunge gli 81 \$/MT (+6%).

Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche appaiono simili in corrispondenza di un cambio \$/€ che rinnova, per il quinto mese consecutivo, il massimo da inizio 2015 (1,19 \$/€); anche le quotazioni di medio periodo mostrano prospettive in ripresa, in particolare sul prodotto annuale (+3%).

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

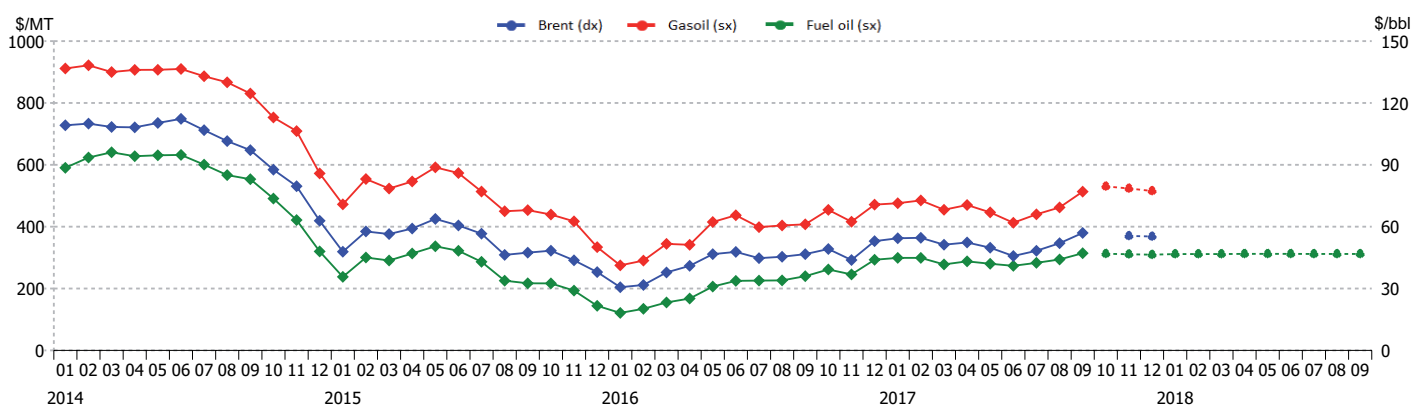
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Set 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 17	Var M-1 (%)	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	56,99	+ 10 %	+ 22 %	-	-	-	55,51	+ 7 %	55,25	-	-	-
	€/bbl	47,85	+ 9 %	+ 15 %	-	-	-	46,48	-	46,18	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	314,34	+ 7 %	+ 31 %	295,49	312,50	+ 5 %	310,90	+ 5 %	309,64	-	311,54	+ 4 %
	€/MT	263,95	+ 6 %	+ 23 %	-	262,07	-	260,31	-	258,84	-	256,24	-
GASOLIO	\$/MT	513,42	+ 11 %	+ 26 %	490,25	530,50	+ 10 %	523,71	+ 10 %	515,56	-	-	-
	€/MT	431,11	+ 10 %	+ 19 %	-	444,89	-	438,50	-	430,98	-	-	-
CARBONE	\$/MT	90,73	+ 7 %	+ 48 %	89,00	90,69	+ 8 %	89,54	+ 8 %	86,97	-	81,17	+ 6 %
	€/MT	76,19	+ 6 %	+ 39 %	-	76,06	-	74,97	-	72,70	-	66,76	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,19	+ 1 %	+ 6 %	-	1,19	+ 1 %	1,19	+ 1 %	1,20	-	1,22	+ 3 %

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



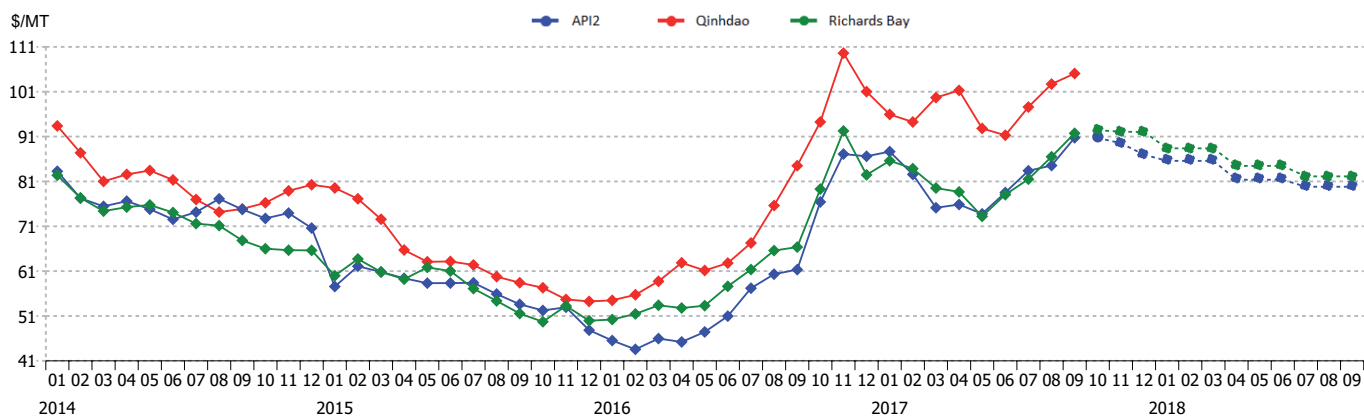
Fonte: Thomson-Reuters

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

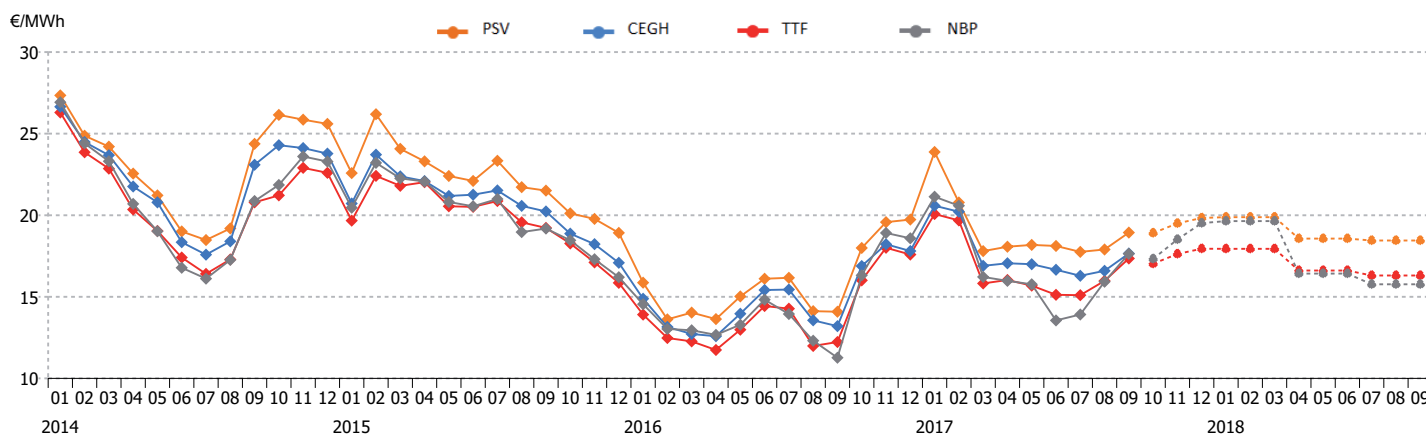
In decisa crescita le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas, tutte ai massimi da marzo, oscillate tra i 17 €/MWh registrati al TTF ed i 19 €/MWh raggiunti al PSV, con quest'ultimo che tuttavia mostra i rincari, congiunturale

e tendenziale, relativamente più modesti (rispettivamente +5% e +34%). Aspettative al rialzo anche nel medio termine, con quotazioni generalmente poco mosse rispetto ai livelli spot.

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	Set 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 17	Var M-1 (%)	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	18,91	+ 5 %	+ 34 %	18,58	18,91	+ 4 %	19,50	+ 4 %	19,83	-	18,95	+ 5 %
TTF	NL	17,35	+ 9 %	+ 42 %	16,65	17,03	+ 7 %	17,63	+ 6 %	17,94	-	16,96	+ 5 %
CEGH	AT	17,65	+ 6 %	+ 34 %	17,15	17,65	+ 6 %	18,46	+ 10 %	18,66	-	-	-100 %
NBP	UK	17,64	+ 11 %	+ 57 %	17,03	17,33	+ 8 %	18,51	+ 6 %	19,52	-	17,47	+ 6 %



Le dinamiche al rialzo del costo dei combustibili e delle quotazioni del gas naturale si osservano anche sui prezzi nelle diverse borse elettriche europee dove - con la sola eccezione del PUN, in flessione del 13% su agosto, e del prezzo francese, stabile nel confronto annuale - si osservano tassi di crescita congiunturali e tendenziali quasi sempre in doppia. La quotazione italiana si riallinea a quella spagnola

(49 €/MWh) ed entrambe si confermano superiori di oltre 10 €/MWh rispetto a quelle delle altre borse, dove si osservano prezzi compresi tra i 31,59 €/MWh dell'area scandinava ed i 36,95 €/MWh della Francia.

Le quotazioni a termine, tutte in crescita su agosto, prevedono prezzi più alti di quelle a pronti per i prodotti a più breve termine.

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	Set 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 17	Var M-1 (%)	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	48,59	- 13 %	+ 13 %	-	51,61	+ 4 %	53,49	+ 7 %	52,77	-	47,87	+ 6 %
FRANCIA	36,95	+ 15 %	- 1 %	37,10	45,31	+ 9 %	55,05	+ 11 %	55,97	-	-	-
GERMANIA	34,35	+ 11 %	+ 13 %	35,10	37,31	+ 5 %	41,27	+ 8 %	38,47	-	35,28	-
AREA SCANDINAVA	31,59	+ 15 %	+ 25 %	31,95	30,32	-	31,99	-	33,16	-	28,31	-
SPAGNA	49,15	+ 4 %	+ 13 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	34,71	+ 13 %	+ 15 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	37,27	+ 16 %	+ 4 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

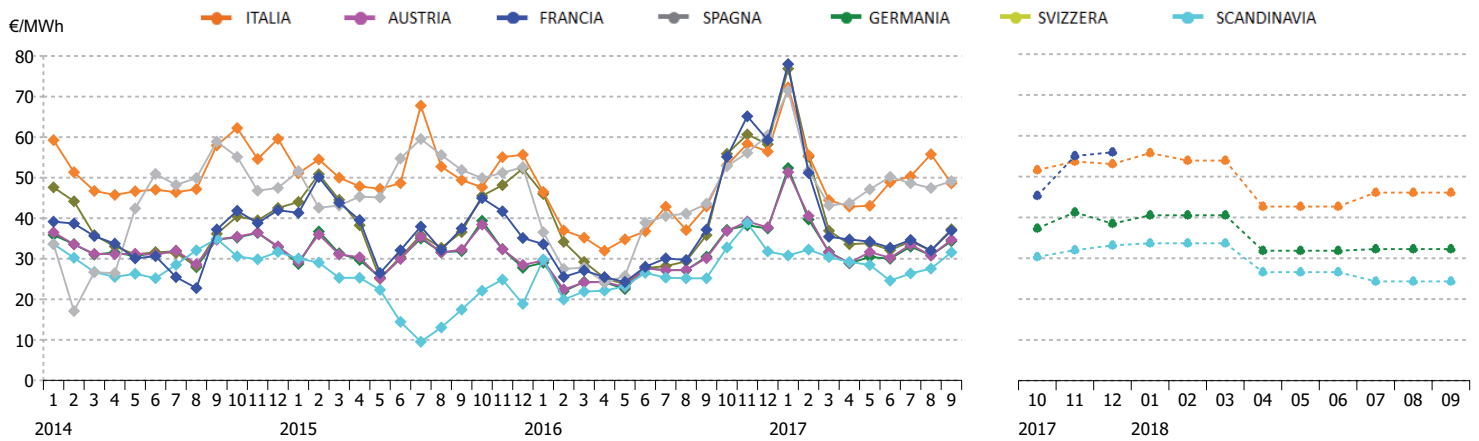
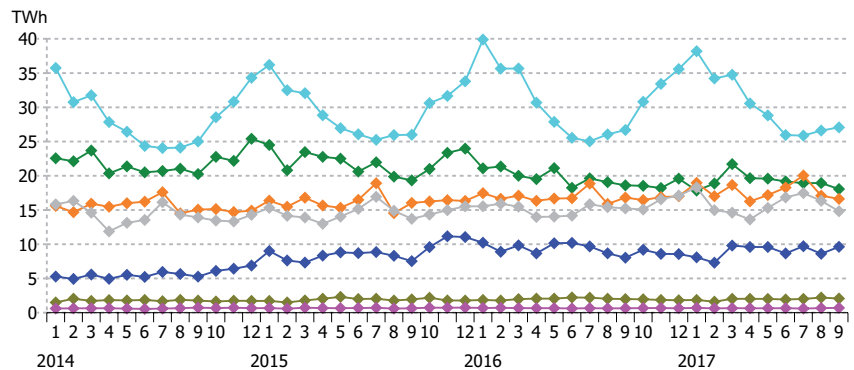


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Set 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,6	+ 0 %	- 1 %
FRANCIA	9,6	+ 16 %	+ 20 %
GERMANIA	18,1	- 1 %	- 3 %
AREA SCANDINAVA	27,1	+ 5 %	+ 1 %
SPAGNA	14,8	- 6 %	- 3 %
AUSTRIA	0,7	+ 9 %	+ 10 %
SVIZZERA	2,1	- 3 %	+ 5 %



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, la borsa italiana (16,6 TWh) è l'unica a non mostrare variazioni congiunturali e tendenziali di rilievo;

in flessione gli scambi in quella spagnola (14,8 TWh), in aumento i volumi nelle altre borse, tra cui quelli su EpeX (29,8 TWh) si confermano i più numerosi.

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di settembre 2017 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 404.806 TEE, in aumento rispetto ai 335.793 TEE scambiati ad agosto.

Dei 404.806 TEE sono stati scambiati 58.906 TEE di Tipo I, 211.138 TEE di Tipo II, 105.542 TEE di Tipo II CAR, 29.220 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 238,97 € (302,70 € ad agosto), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 331,61 € (302,70 € ad agosto) e i Tipo II-CAR a 328,00 € (301,42 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 330,03 € (rispetto a 302,32 € di agosto). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi risulta del 8,68 %, per i TEE di Tipo I, del 9,55 % per i TEE di

Tipo II, del 8,82 % per i TEE di Tipo II-CAR, e del 9,17 % per i TEE di Tipo III.

Si segnala che, come da comunicato del 15 settembre e successivi, ed in base a quanto stabilito dal D.M. 11 gennaio 2017, a partire dal 5 ottobre 2017, il GME ha dato avvio alla contrattazione unificata delle tipologie dei TEE, sulla piattaforma bilaterale e di mercato. I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.764.888 TEE (1.293.542 di Tipo I, 2.661.965 di Tipo II, 1.009.806 di Tipo II CAR, 798.689 di Tipo III, 886 di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 49.730.757 TEE.

Di seguito le Tabelle riassuntive e i Grafici dei volumi e dei prezzi relativi alle transazioni del mercato dei TEE, effettuate nel mese di settembre e durante il 2017.

TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	58.906	19.378.469,47	300,00	356,00	328,97
<i>Tipo II</i>	211.138	70.016.109,43	305,00	356,00	331,61
<i>Tipo II-CAR</i>	105.542	34.617.374,45	307,00	355,00	328,00
<i>Tipo III</i>	29.220	9.643.556,26	312,80	355,00	330,03
Totale	404.806	133.655.509,61	300,00	356,00	330,17

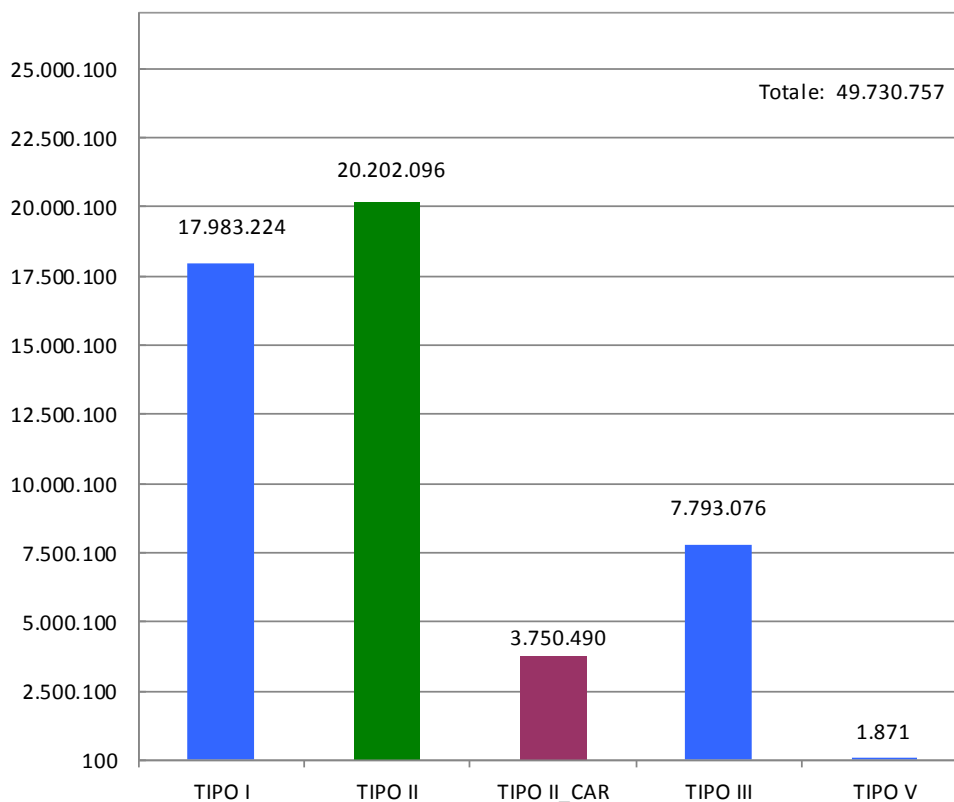
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.286.066	310.504.551,79	150,00	356,00	241,44
<i>Tipo II</i>	2.175.828	536.049.185,10	152,00	356,00	246,37
<i>Tipo II-CAR</i>	569.424	157.043.731,73	189,00	355,00	275,79
<i>Tipo III</i>	709.908	166.890.010,66	145,00	355,00	235,09
Totale	4.741.226	1.170.487.479,28	145,00	356,00	246,87

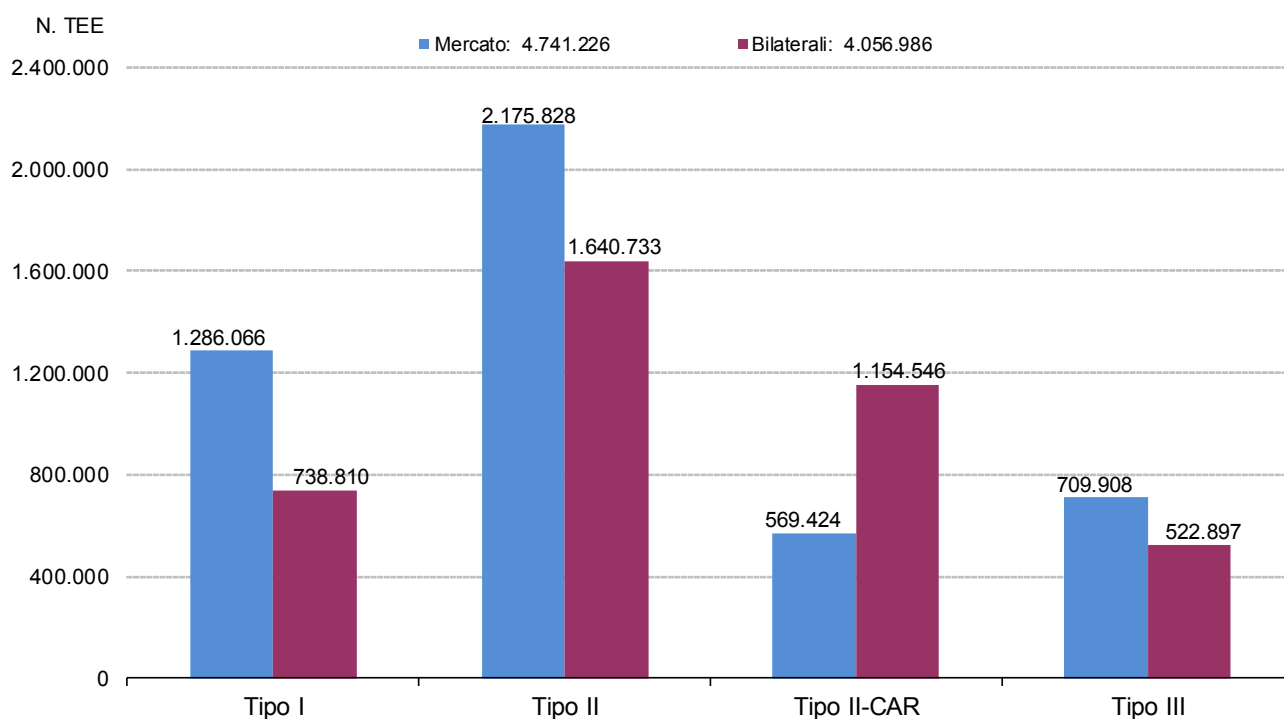
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine settembre 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



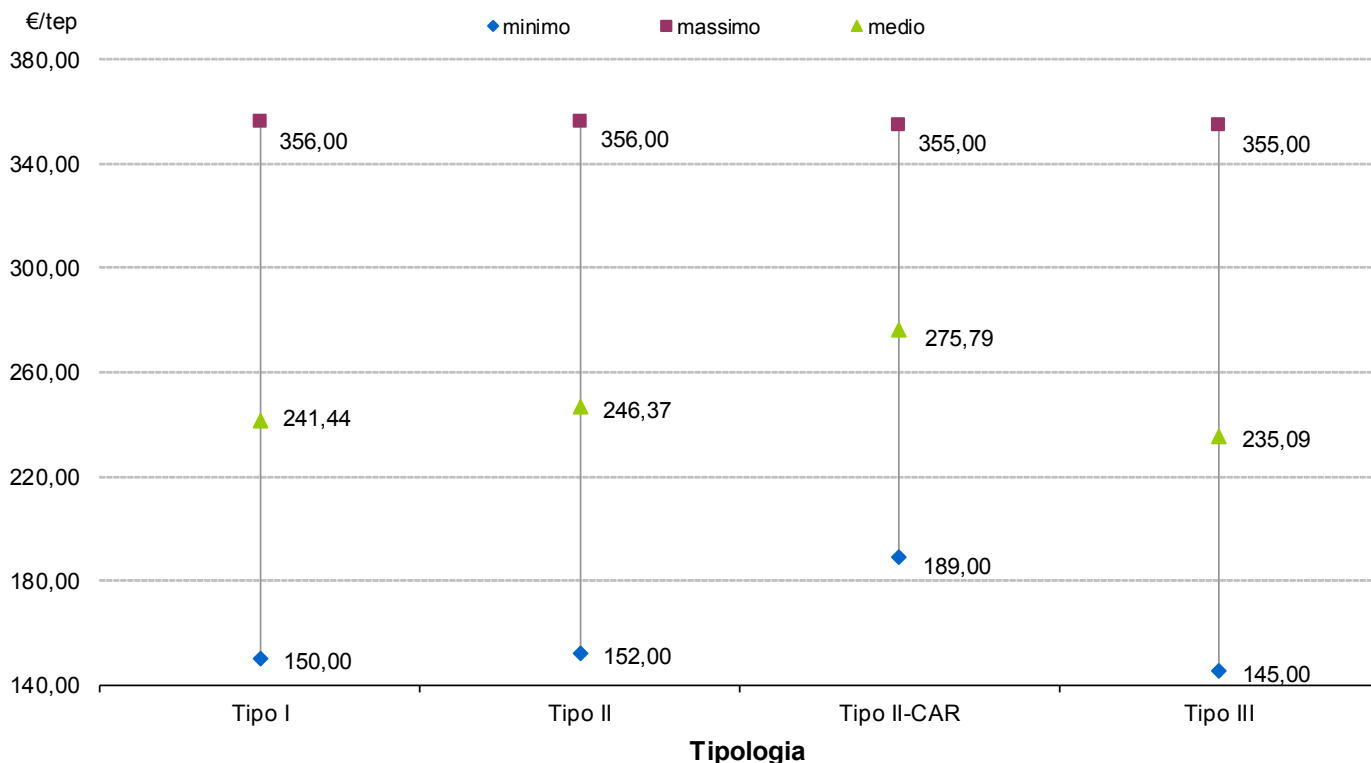
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



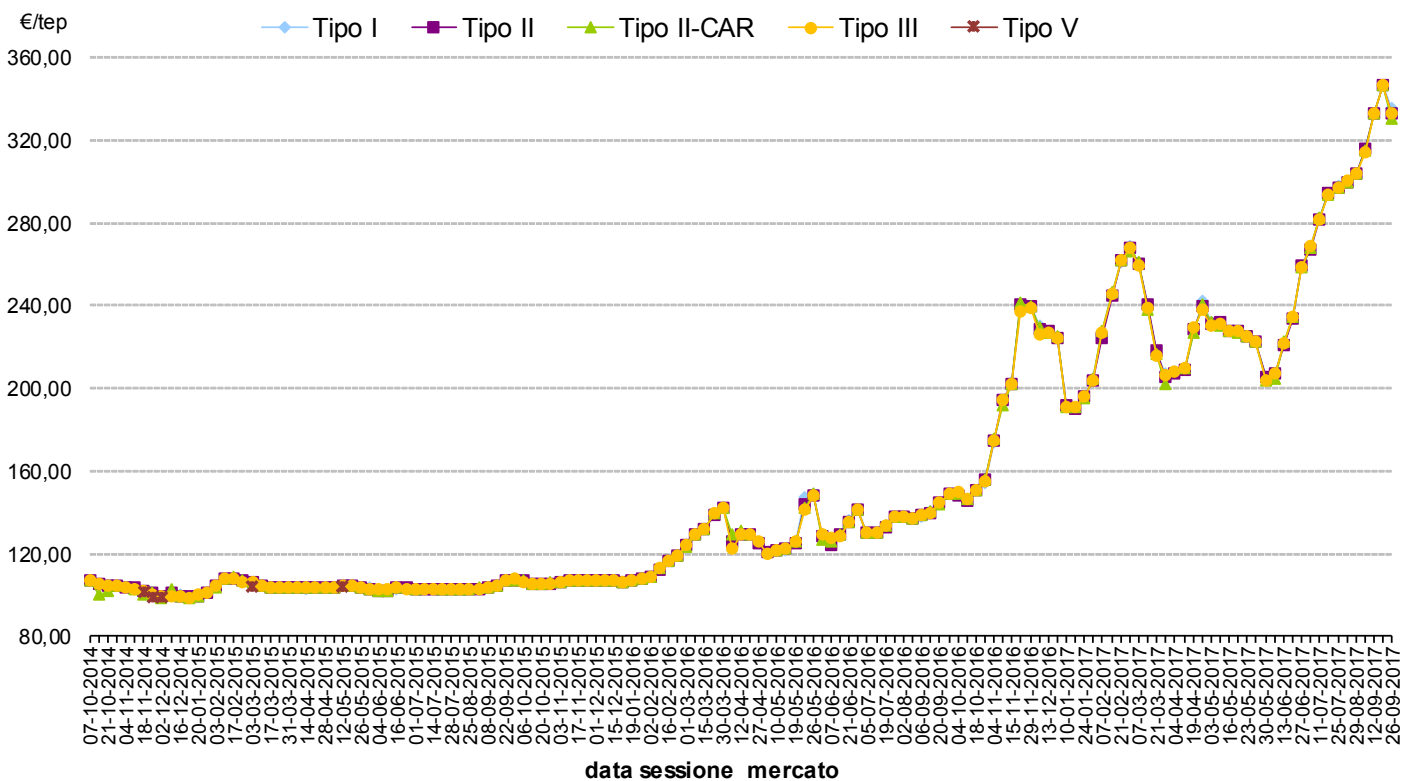
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Nel corso del mese di settembre 2017 sono stati scambiati 413.235 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (212.533 TEE nel mese di agosto 2017). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 184,02

€/tep (243,36 €/tep lo scorso mese), minore di 146,15 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato. Seguono le Tabelle riassuntive, mensili ed annuali, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - settembre 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	58.437	6.318.703,76	0,00	346,66	108,13
<i>Tipo II</i>	164.908	35.526.029,60	0,00	346,00	215,43
<i>Tipo II-CAR</i>	147.142	28.443.860,73	0,00	346,00	193,31
<i>Tipo III</i>	42.748	5.754.694,08	0,00	330,00	134,62
Totale	413.235	76.043.288,17	0,00	346,66	184,02

TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

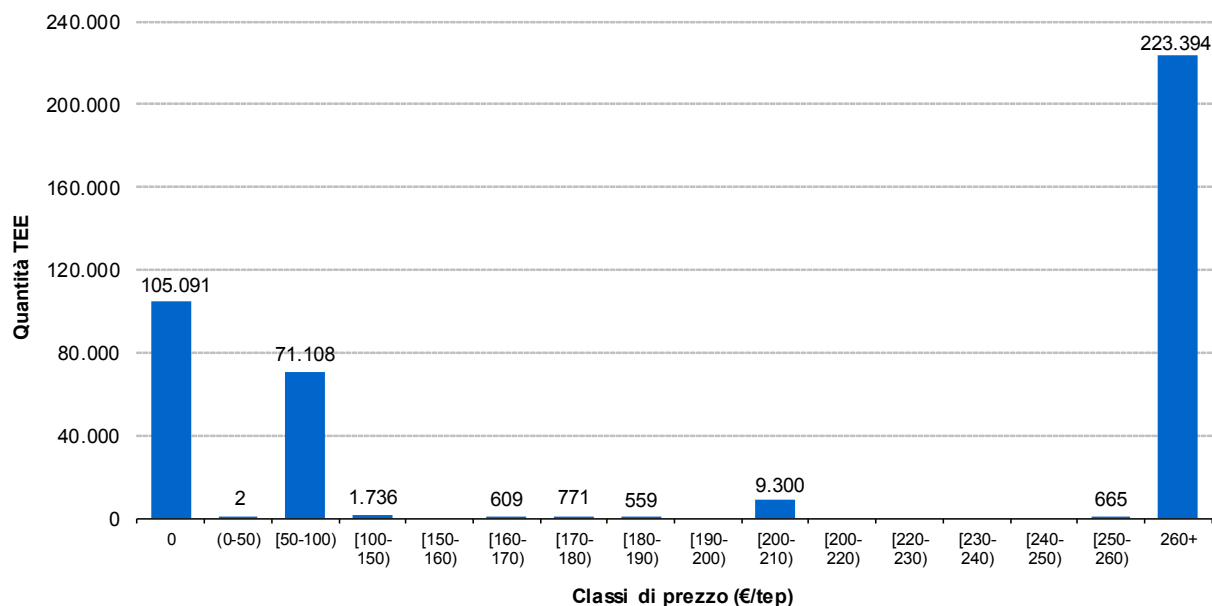
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	738.810	139.718.853,27	0,00	346,66	189,11
<i>Tipo II</i>	1.640.733	303.338.649,18	0,00	346,00	184,88
<i>Tipo II-CAR</i>	1.154.546	241.801.978,90	0,00	346,00	209,43
<i>Tipo III</i>	522.897	90.800.572,79	0,00	330,00	173,65
Totale	4.056.986	775.660.054,13	0,00	346,66	191,19

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente, nel mese di settembre e durante il 2017, per

ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classe di prezzo - settembre 2017

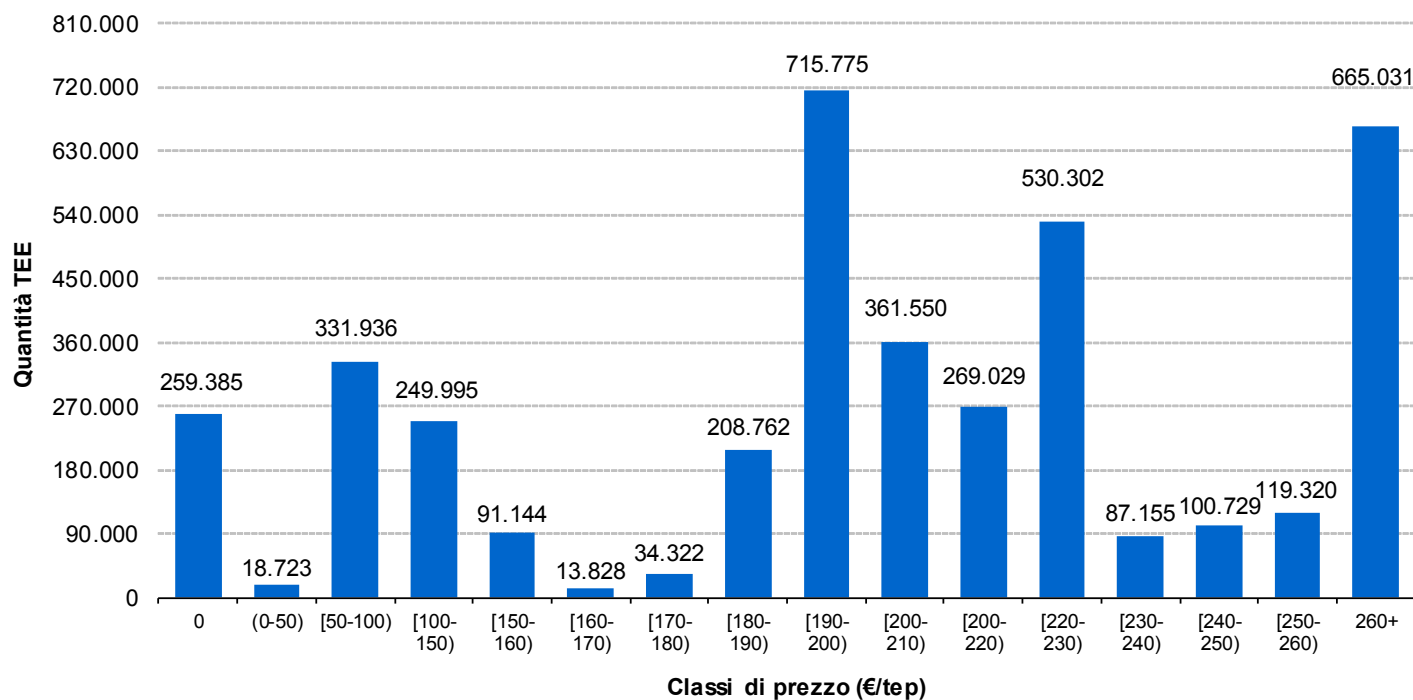
Fonte: GME



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

TEE, scambiati per classe di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



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

Mercato delle GO

■ Mercato organizzato GME

Nel mese di settembre sono state scambiate 510 GO ad un prezzo medio di 0,30 €/MWh. Esiguo il numero delle GO scambiate sulla piattaforma di mercato nel mese di agosto (2 GO rispettivamente relative alla tipologia GO 2017 Altro, e GO 2017 Idroelettrico – 0,18 €/MWh

e 0,21€/MWh i prezzi medi rilevati), mentre il totale dei volumi scambiati sul mercato nel mese di luglio è stato pari a 4.317 GO (tipologia 2017 Altro, 0,17€/MWh il prezzo di scambio). Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni relative al mese in esame.

GO, risultati del mercato GME settembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Solare	2017	510	153,00	0,30	0,30	0,30
Totale		510	153,00	0,30	0,30	0,30

Nel 2017, sono state effettuate nove sessioni di mercato GO e quattro sessioni d'asta da parte del GSE. Il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 684.892 GO, mentre il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,17 €/MWh. Le GO 2016 Altro risultano essere le garanzie maggiormente scambiate con una quota presente sul mercato

pari a 605.682 GO. Da gennaio a settembre 2017 il prezzo minimo rilevato è stato pari a circa 0,15 €/MWh per le GO 2016 Altro, mentre il prezzo massimo sulla piattaforma è stato pari a 0,30 €/MWh per le GO 2016 Altro e le GO 2017 Solare. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel 2017, cumulate per anno di produzione:

GO, risultati del mercato GME anno 2017

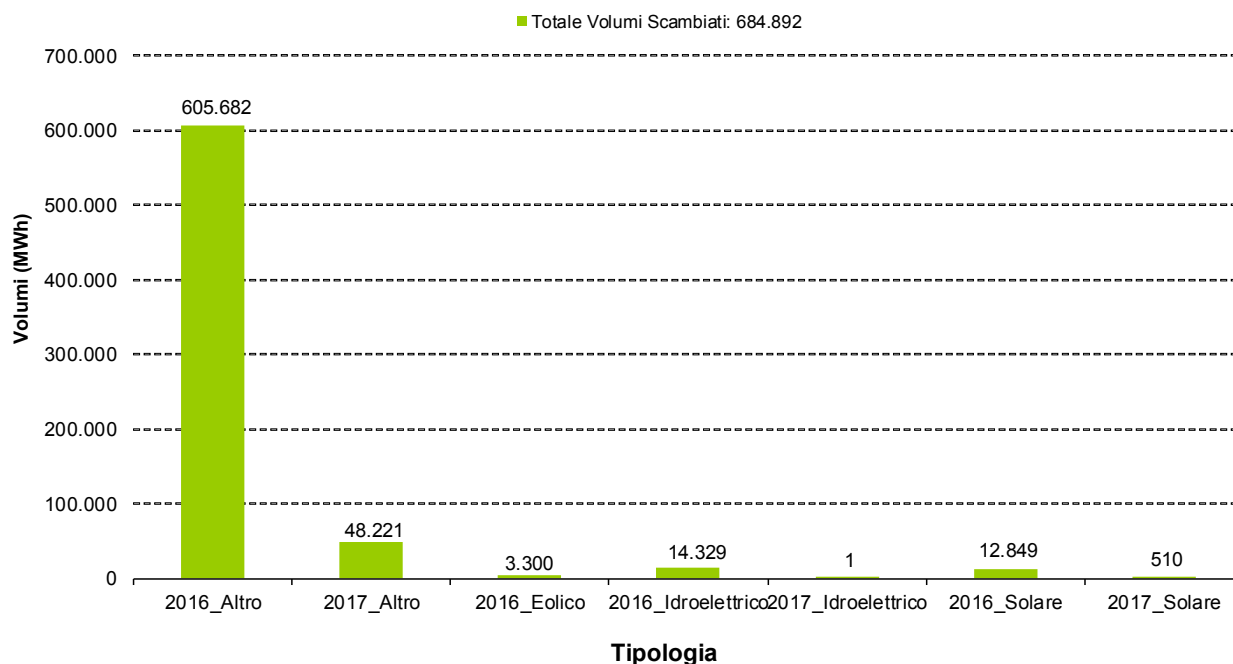
Fonte: GME

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
	2017	48.221	9.085,64	0,17	0,20	0,19
Eolico	2016	3.300	689,00	0,20	0,24	0,21
	2017	14.329	2.985,58	0,18	0,24	0,21
Idroelettrico	2016	1	0,21	0,21	0,21	0,21
	2017	1	0,21	0,21	0,21	0,21
Solare	2016	12.849	2.603,76	0,20	0,24	0,20
	2017	510	153,00	0,30	0,30	0,30
Totale		684.892	115.136,22	0,15	0,30	0,17

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

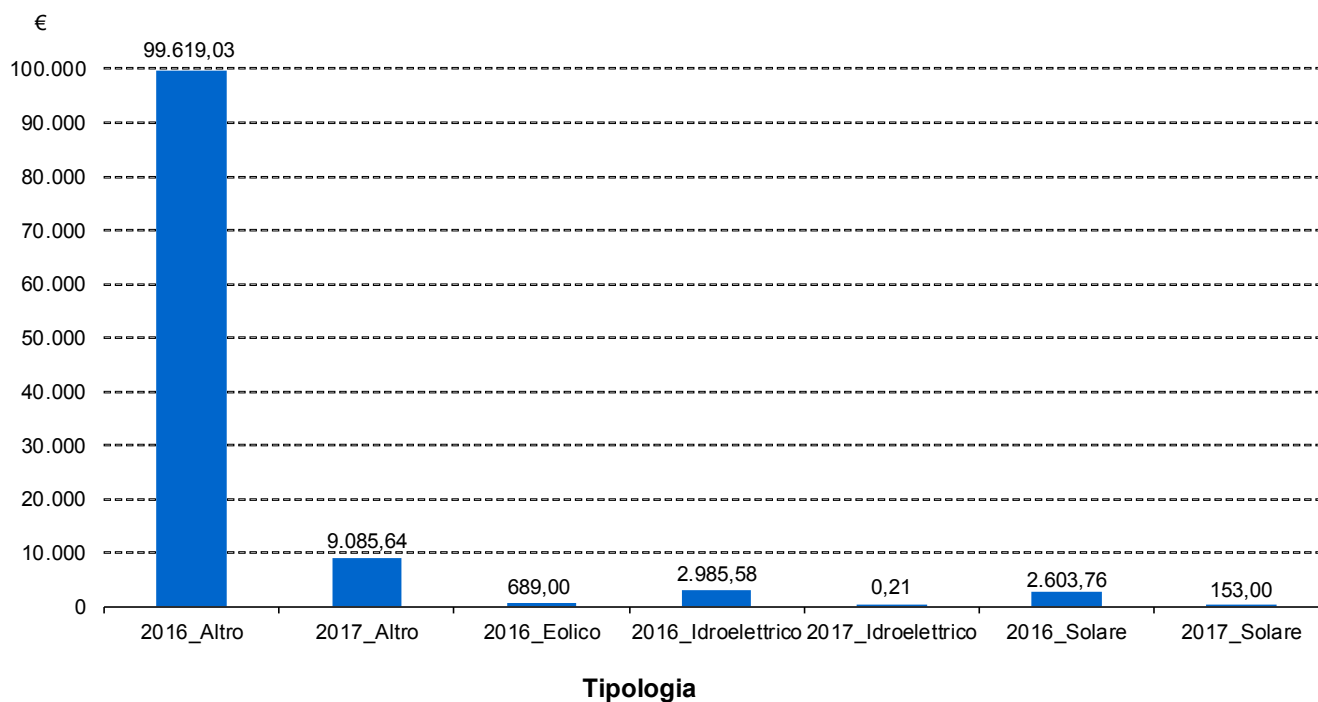
GO, volumi per tipologia (sessioni 2017)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (sessioni 2017)

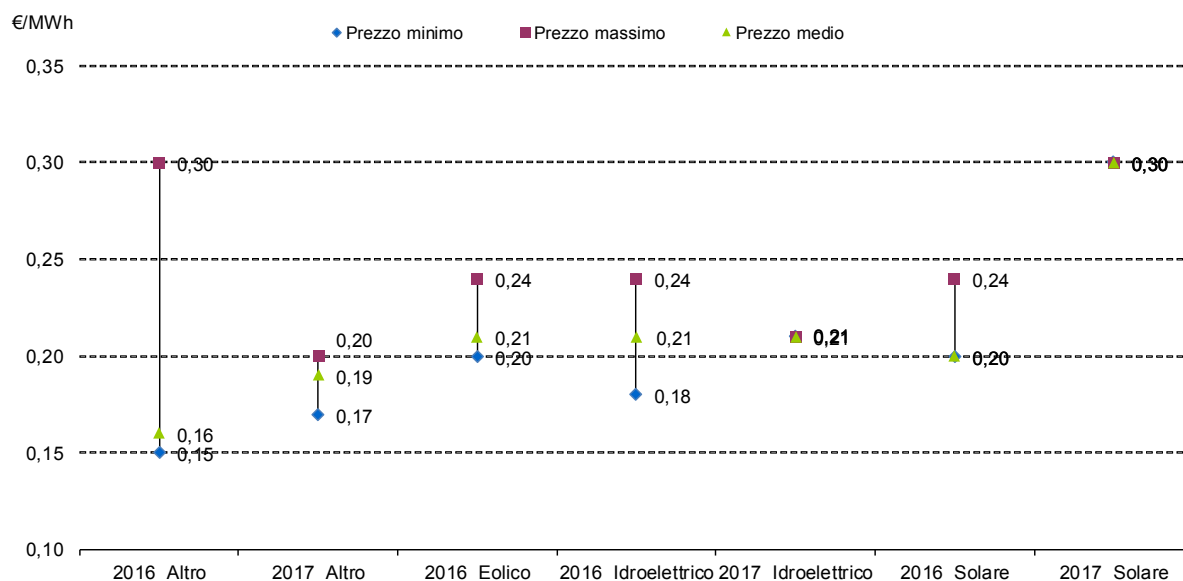
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2016-2017)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

Nel mese di settembre 2017, sono state scambiate bilateralmente 1.600.777 GO ad un prezzo medio pari a 0,14 €/MWh inferiore di 0,16 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato (0,30 €/MWh).

In totale, nel 2017 sono stati scambiati, attraverso contratti

Tipologia

bilaterali 38.177.188 GO. Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,18 €/MWh, in linea con quello registrato sul mercato (0,17 €/MWh). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente, nel mese di settembre e nel 2017.

GO, risultati Bilaterali mese settembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2017	193.901	38.191,63	0,15	0,27	0,20
Eolico	2017	111.292	74.223,00	0,00	1,25	0,67
Idroelettrico	2017	1.295.584	110.162,29	0,04	0,17	0,09
Totale		1.600.777	222.576,92	0,00	0,17	0,14

GO, risultati Bilaterali anno 2017

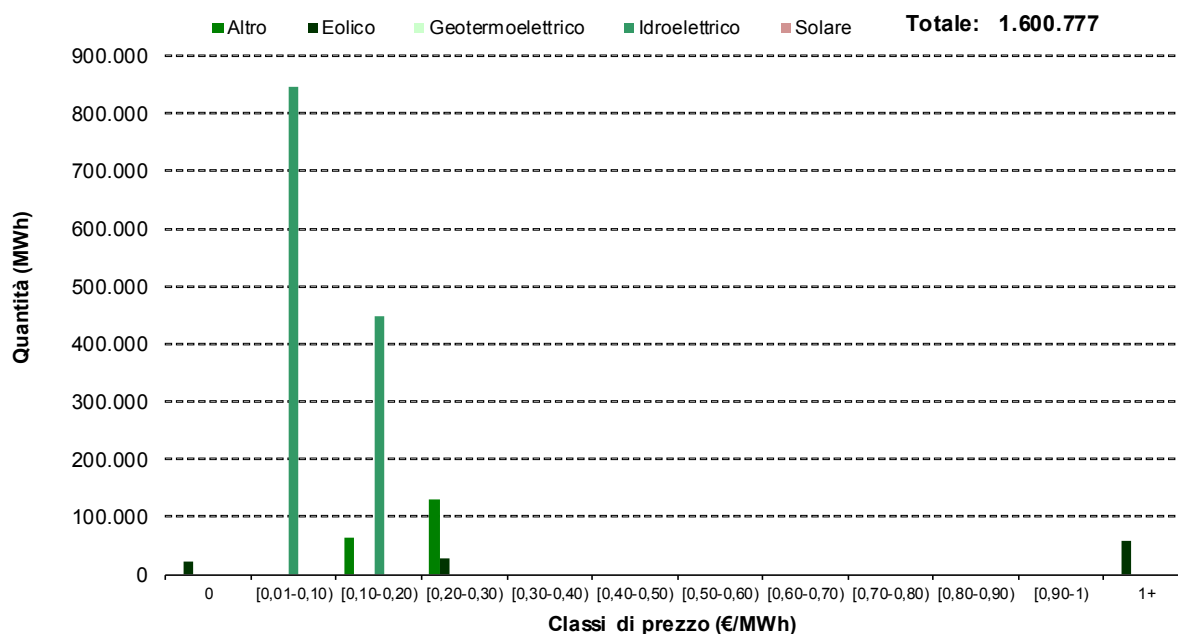
Fonte: GME

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
	2017	1.251.345	242.662,36	0,15	0,27	0,19
Eolico	2016	1.978.345	527.792,98	0,00	1,50	0,27
	2017	669.807	187.307,84	0,00	1,25	0,28
Geotermico	2016	1.143.242	234.098,28	0,16	0,22	0,20
	2017	28.852.727	4.956.116,60	0,00	1,50	0,17
Idroelettrico	2016	28.852.727	4.956.116,60	0,00	1,50	0,17
	2017	1.472.693	144.176,51	0,00	0,28	0,10
Solare	2016	999.347	231.576,17	0,14	2,00	0,23
	2017	30.423	5.476,14	0,18	0,18	0,18
Totale		38.177.188	6.917.992,47	0,00	2,00	0,18

Di seguito gli istogrammi delle GO scambiate bilateralmente, nel mese di settembre e nel 2017, per ciascuna classe di prezzo.

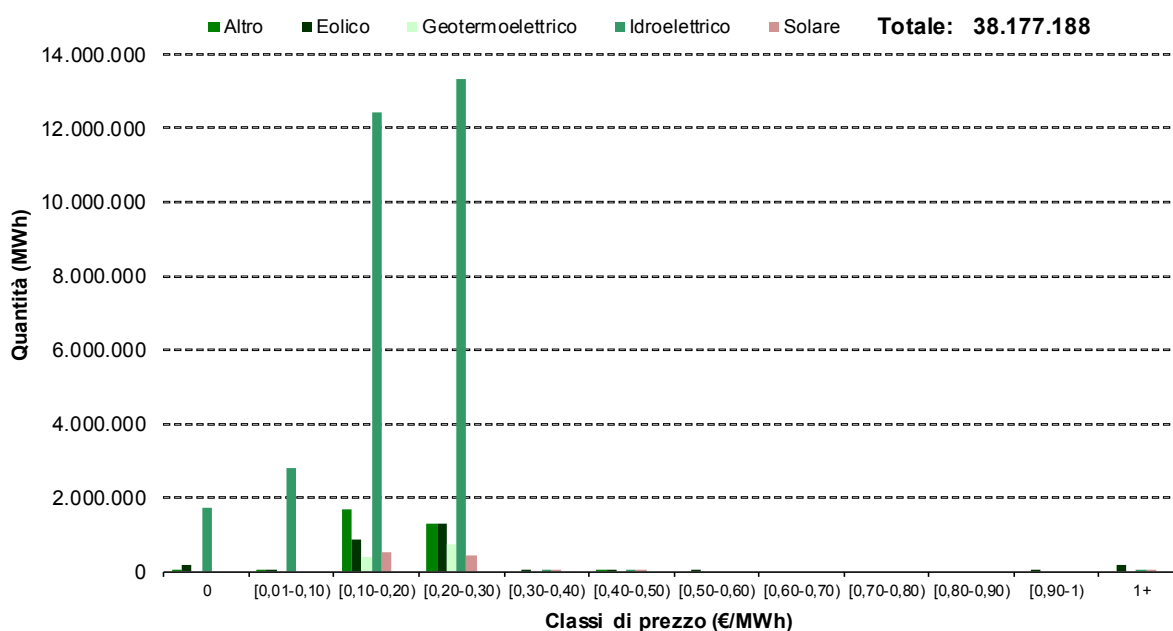
GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2017

Fonte: GME



GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



Aste GSE

Le quattro sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel 2017, hanno consentito l'assegnazione di 20.594.745 GO ad un prezzo medio pari a 0,32 €/MWh (8.655.094 le GO assegnate nell'asta di settembre ad un prezzo medio pari a 0,38 €/MWh). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO nel 2017:

GO, risultati Aste mese settembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Altro</i>	2017	3.536.320	918.651,34	0,57	0,68	0,62
<i>Eolico</i>	2017	204.464	55.276,74	0,68	0,82	0,77
<i>Idroelettrico</i>	2017	1.006.930	260.918,24	0,66	0,74	0,72
<i>Solare</i>	2017	3.907.380	2.049.231,44	0,86	1,08	0,97
Totale		8.655.094	3.284.077,76	0,57	1,08	0,38

GO, risultati Aste anno 2017

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Altro</i>	2016	120.000	33.600,00	0,28	0,28	0,28
	2017	8.819.576	1.924.023,99	0,15	0,30	0,22
<i>Eolico</i>	2017	576.967	135.537,41	0,19	0,30	0,23
<i>Idroelettrico</i>	2016	1.315.000	344.230,00	0,22	0,31	0,26
	2017	1.979.972	483.917,81	0,18	0,28	0,24
<i>Solare</i>	2016	884.397	404.414,36	0,23	0,61	0,46
	2017	6.898.833	3.221.423,36	0,19	0,66	0,47
Totale		20.594.745	6.547.146,93			0,32

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - Rie

(continua dalla prima)

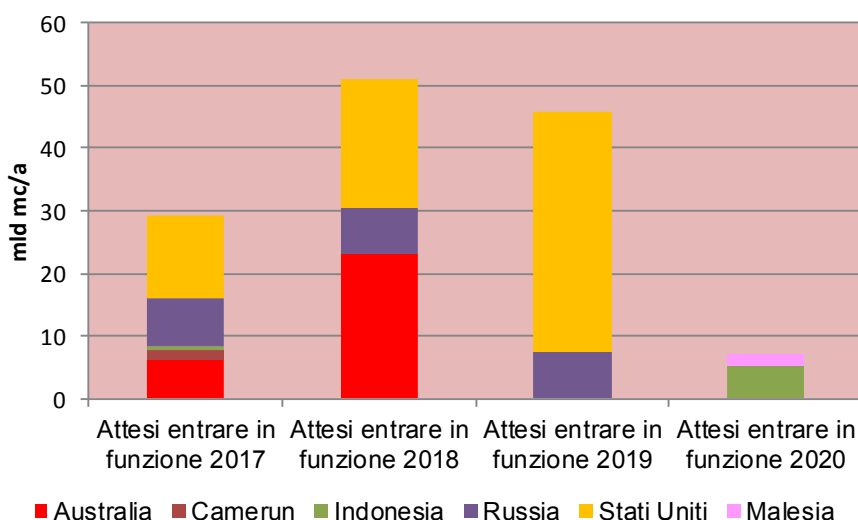
Esaminiamo, quindi, le dinamiche in corso ed attese dei principali players del GNL, lato offerta e lato domanda, nonché come, in conseguenza di queste, emergano valutazioni sui rapporti di mercato del gas liquefatto nei prossimi anni e sugli impatti rispetto all'intero commercio mondiale del metano.

L'offerta

La capacità complessiva di liquefazione è attesa crescere di circa 135 mld mc già entro il 2020 e di ulteriori 20 mld mc per il 2022. I 155 mld mc aggiuntivi si aggiungeranno all'attuale disponibilità di circa 435 mld mc per un aumento del 36%³.

Capacità di liquefazione in costruzione a livello mondiale

Fonte: Elaborazioni su dati AIE



La crescita sarà inizialmente guidata dall'Australia (30 mld mc), ma il maggiore incremento verrà dagli Stati Uniti (85 mld mc). Anche la Russia contribuirebbe significativamente per oltre 20 mld mc.

Nel più lungo termine lo scenario sarà caratterizzato anche dall'emergere di nuovi produttori, con l'East Africa che potrebbe diventare un'importante area di estrazione, dove il gas sarà utilizzato sia per coprire lo sviluppo della domanda africana che per essere esportato in forma di GNL. Recente è inoltre l'annuncio del Qatar, che ha costi molto competitivi, di voler aumentare entro il 2024 la propria produzione del 30%.

Stati Uniti

Come noto, la decisione di esportare parte dello shale gas prodotto, seppur dopo accesi dibattiti tra posizioni contrapposte, ha generato una forte attività di investimento per la costruzione di impianti di liquefazione, gran parte dei quali derivanti dalla riconversione dei terminali di rigassificazione esistenti che operavano in importazione prima della “shale gas revolution”.

Attualmente solo l'impianto di Sabine Pass (Louisiana) della compagnia Cheniere è operativo con 3 dei 6 treni di liquefazione previsti. Dalla sua entrata in esercizio, nel

febbraio 2016, già oltre 150 navi sono salpate dal terminale raggiungendo 25 Paesi sui 39 attuali importatori. Circa il 44% dei carichi è arrivato in Sud America, soprattutto Messico, Argentina, Brasile e Cile. Dati i bassi prezzi internazionali e i margini contenuti, non sorprende che Cheniere abbia inviato il GNL “vicino a casa”. Segue l'Asia con il 28%, al momento ben al di sotto delle aspettative iniziali che vedevano questo mercato come il principale sbocco del gas americano; ciò per indebolimento della domanda e calo dei prezzi che hanno ridotto la competitività del gas USA. Quindi vengono Medio Oriente ed Egitto con il 15%. L'Europa, in ragione soprattutto della scarsa convenienza economica rispetto agli acquisti di gas via pipeline, ha importato finora solo il 13%: il GNL USA è approdato sia a Sud con carichi importati da Spagna, Portogallo, Italia e Turchia, sia a Nord - UK, Paesi Bassi, Polonia e ultima in ordine di tempo la Lituania - dove forte è la concorrenza del gas proveniente da Norvegia e Russia.

Il ventaglio dei potenziali acquirenti del GNL americano e i relativi volumi sono destinati a crescere significativamente per una serie di fattori. 1) Disponibilità di offerta: secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), un aumento significativo dell'output produttivo, soprattutto di shale gas, permetterà agli Stati Uniti di aumentare entro il 2022 la produzione di

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

circa 140 mld di mc, per un’offerta complessiva di 890 mld di mc di gas (oltre un quinto della produzione mondiale). Benché la domanda di gas interna sia in crescita, specie quella del settore industriale, più di metà dell’incremento produttivo potrebbe essere destinato all’esportazione. 2) Dotazione infrastrutturale: al 2020, considerando esclusivamente gli impianti in costruzione, la capacità di liquefazione è prevista aumentare di oltre 72 mld di mc giungendo a 85 mld mc nel 2022. Entro fine 2017 si attende l’entrata in funzione del “treno 4” a Sabine Pass e la partenza dell’impianto di Dominion Cove Point nel Maryland, per una capacità aggiuntiva di 13 mld mc; altri 59 mld. di mc dovrebbero essere completati tra il 2018 e il 2019. Allungando l’orizzonte temporale e tenendo conto

rapporti sia con i buyers tradizionali (India, Giappone e Sud Corea) che con new comers, come Polonia e Lituania, che stanno tentando di ridurre la loro dipendenza dalla Russia. In quest’ottica, vanno lette la proposta del senatore della Louisiana di una legge che rimuova le restrizioni all’export e soprattutto le nuove sanzioni alla Russia, che potrebbero interessare numerosi progetti energetici, compreso il Nord Stream 2, con l’obiettivo di ostacolare il principale fornitore di gas europeo e competitor del GNL americano.

Australia

Già secondo più importante produttore di GNL al mondo (dopo il Qatar), l’Australia consoliderà la propria presenza



di quella che è stata definita una possibile “second wave” di progetti per una dozzina di nuovi liquefattori di cui ancora non è stata presa la FID (Final Investment Decision), la capacità di liquefazione potrebbe teoricamente aumentare di ulteriori 100 mld di mc⁴ dotando gli USA di una capacità doppia di quella attesa per il Qatar. L’andamento del mercato internazionale e i rapporti domanda/offerta determineranno le decisioni di investimento. 3) L’espansione del Canale di Panama consentirà di ridurre i tempi di percorrenza e i costi di trasporto sia nel caso di spedizioni verso l’Asia che verso la costa occidentale del Sud America⁵. 4) Posizione geografica favorevole: così come il Qatar, gli Stati Uniti possono inviare carichi sia ad est che ad ovest, a differenza dell’Australia che generalmente ha come mercato di sbocco solo l’Asia. 5) Sostegno della politica, che considera il GNL elemento cruciale anche nelle strategie commerciali. Il presidente Trump ha avviato intensi

nel settore nel corso dei prossimi anni. Sono già presenti impianti per 89 mld di mc ed altri sono attesi nei prossimi anni per una capacità di liquefazione addizionale di circa 30 mld mc. La vicinanza geografica e minori costi di nolo hanno permesso all’Australia di strappare al Qatar, nel 2016, il ruolo di principale fornitore dei paesi dell’Asia Nord Orientale (Cina, Giappone e Sud Corea). Non mancano tuttavia i fattori di criticità: negli ultimi anni domanda debole e bassi prezzi si sono andati a sommare a costi di costruzione sensibilmente lievitati a causa di un’escalation nella spesa dei materiali e della manodopera; ciò ha determinato ritardi o cancellazioni di alcuni progetti. Inoltre, nonostante le sue ingenti risorse di gas, nel corso degli ultimi due anni, la parte orientale del Paese ha registrato scarsità di offerta e i prezzi interni hanno conosciuto un aumento dell’80%, circostanza che potrebbe portare a restrizioni nelle esportazioni.

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

Russia

La Russia, leader indiscusso per la fornitura di gas via pipeline, sta puntando ad un'espansione della sua presenza anche sul mercato del gas liquido. L'AIE stima che al 2022 la capacità di liquefazione del Paese possa avvicinarsi a 40 mld di mc, rendendolo di fatto il sesto più importante esportatore. All'unico impianto attualmente operante (Sakhalin II) si sommerebbe l'infrastruttura di Yamal (22,5 mld di mc) di cui si attende la partenza del primo treno entro la fine dell'anno. Una forte presenza sia sul mercato europeo che asiatico, costi di produzione competitivi, flessibilità in termini di volumi e destinazioni, costituiscono i punti di forza del paese nel settore.

Qatar

Il Qatar, primo esportatore di GNL dal 2006 quando superò l'Indonesia, opera strategicamente per mantenere il primato su Stati Uniti e Australia, nonostante un contesto attuale caratterizzato da bassi prezzi, richiesta di maggiore flessibilità da parte dei buyers e pressioni politiche dei vicini paesi del Golfo. Infatti, nel luglio di quest'anno, l'emirato ha annunciato di espandere la capacità di liquefazione di almeno 1/3 e i piani della compagnia di stato Qatar Petroleum (QP) indicano un aumento dell'output fino a 100 Mtpa entro il 2024 (circa 125 mld mc/anno). Il Qatar può contare su una serie di vantaggi competitivi: 1) bassi costi di produzione; 2) una posizione geografica strategica che gli permette di servire acquirenti storici (Giappone ed Europa) e new comers (Tailandia, Pakistan) sia ad est che ad ovest; 3) un'industria del GNL ormai consolidata ed in grado di affrontare l'espansione degli impianti esistenti o la costruzione di nuovi treni di liquefazione ad un costo inferiore rispetto ad altri produttori, anche in ragione di una minor spesa per la manodopera. Il Governo pare inoltre attento all'evoluzione del mercato, come indicano sia un'apertura alla revisione dei contratti di vendita - oggi per lo più ventennali e basati su formule indicizzate al petrolio - sia mirate strategie industriali finalizzate a nuove forme di aggregazione tra le imprese operanti nel paese (la fusione tra Qatargas e RasGas Co Ltd ne è l'esempio) che dovrebbero consentire di ridurre i costi, aumentare la competitività, incoraggiare l'arrivo di capitale estero.

Africa

Nel continente africano i tradizionali produttori dovrebbero essere affiancati da nuovi attori. Tra gli storici: Nigeria e Guinea Equatoriale, dovrebbero continuare nel medio termine a garantire un livello produttivo in linea con l'attuale; le esportazioni algerine di GNL sono previste diminuire, in ragione soprattutto della cessazione dei contratti a lungo termine di fornitura; mentre l'Egitto, dopo la difficile crisi di offerta verificatasi negli ultimi anni, potrebbe tornare ad esportare GNL in virtù dell'ampia disponibilità di gas domestico

proveniente dal nuovo giacimento di Zohr e potenzialmente anche dai paesi vicini (Israele e Cipro). Tra i nuovi entranti: il Camerun (con un impianto galleggiante in fase di ultimazione) e alcuni Paesi dell'East Africa quali Mozambico e Tanzania. In particolare, il Mozambico, in ragione delle importanti scoperte, tende ad essere considerato come la nuova frontiera del GNL africano.

Altri

Medio Oriente (fatta eccezione per il Qatar), Norvegia, e Paesi del Sud East Asiatico conosceranno un progressivo declino nelle esportazioni. Stessa dinamica per i Paesi latino americani, soprattutto in ragione del calo di Trinidad e Tobago, il cui settore upstream nazionale sta vivendo un'importante crisi per mancanza di investimenti, con inevitabili ripercussioni sulle esportazioni. Pessimistiche anche le prospettive per il Canada che, nonostante le potenzialità in termini di risorse, rischia di veder morire sul nascere il settore del gas liquefatto. Ad oggi solo una FID è stata presa e circa 20 progetti, presentati nel corso di questi anni, hanno subito procrastinamenti o cancellazioni. Il Paese sconta la scomoda presenza del vicino statunitense e l'alto costo di realizzazione dei progetti greenfield, su cui gravano oneri aggiuntivi necessari per trasportare il gas da aree di estrazione lontane e ancora poco sviluppate.

La domanda

Lato offerta, quindi, pur tra fattori di incertezza su tempi di entrata in esercizio e ritmi di produzione dei nuovi impianti, la strada di medio termine sembra segnata da un trend abbastanza ben delineato di aumento della disponibilità⁶. Ciò a fronte di scenari lato domanda al momento non facilmente definibili, che rendono incerto quanta parte della nuova disponibilità produttiva sarà effettivamente assorbibile. In Asia si stima una crescita della richiesta di GNL soprattutto di recenti o nuovi importatori (Pakistan, Tailandia, Indonesia), ma anche l'India è attesa aumentare i propri utilizzi. Tuttavia la principale incognita rimane il tasso di crescita dei consumi di gas cinesi e come questi verranno coperti (produzione interna, gasdotti, GNL). In termini generali, la crescita della domanda asiatica di GNL sarà condizionata anche dalle policy di sostegno al suo consumo. Mentre in Europa, in un contesto di declino della produzione interna e domanda presumibilmente stagnante, le importazioni di GNL competeranno soprattutto con i volumi via pipelines dalla Russia per soddisfare il fabbisogno di importazione.

Vediamo alcune situazioni con maggior dettaglio.

Cina

Da piccolo importatore a principale driver della crescita del settore GNL, questa la parabola ascendente della Cina: nel giro di dieci anni la sua quota di mercato è passata dallo 0,5%

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

(2006) al 10,4% (2016) e i primi dati del 2017 evidenziano un aumento delle importazioni del 38%⁷. Secondo valutazioni AIE, entro il 2022 la Cina diventerà il secondo maggior importatore di GNL con un potenziale di crescita delle importazioni per il prossimo quinquennio stimabile in oltre 40 mld di mc.

Da un punto di vista infrastrutturale, il paese può contare già su 14 rigassificatori in esercizio, mentre 3 nuovi impianti sono in costruzione e due già esistenti stanno espandendo la capacità, per un totale complessivo, che al 2018 raggiungerà quasi i 90 mld di mc. Sono soprattutto ragioni di natura ambientale (riduzione drastica del livello di inquinamento

tasso dell'11% annuo ed una richiesta di GNL raddoppiarsi rispetto ai volumi del 2016 (da 25 a circa 50 mld mc). Prezzi competitivi, posizione geografica strategica (vicino a Medio Oriente e Africa Orientale), politiche governative di supporto per l'utilizzo del gas nella generazione elettrica nonché nei fertilizzanti e del GNL come combustibile per i trasporti navali e pesanti su terra, sono gli ingredienti che fanno dell'India un potenziale grande importatore.

Anche da un punto di vista infrastrutturale, lo sforzo è notevole: la capacità di rigassificazione è cresciuta velocemente ed ai 40 mld di mc del 2016 si dovrebbero sommare 30 mld mc in costruzione.



delle città) che stanno spingendo il governo ad incentivare un maggior utilizzo del gas, la meno inquinante fra le fonti fossili, con l'obiettivo di innalzarne la quota sul mix nazionale fino al 10% al 2020 vs un 6,2% del 2016. Tuttavia le indicate dimensioni di crescita del GNL non appaiono scontate per diversi motivi. Sul tasso di sviluppo grava il rallentamento economico del Paese.

Inoltre, per coprire il proprio fabbisogno di importazioni, la Cina si sta muovendo su più fronti e agli investimenti per potenziare la capacità di rigassificazione si vanno ad aggiungere quelli per il trasporto via gasdotto, soprattutto per le forniture dalla Russia, che sta conducendo un'intensa attività diplomatica e commerciale. Sul fronte interno, inoltre, occorre anche considerare i progressi compiuti nella produzione di shale gas che, dopo una partenza rallentata, pare stia procedendo secondo i target governativi.

India

Paese dalle enormi potenzialità di consumo, l'AIE stima la domanda indiana di gas crescere fino al 2022 ad un

I buyers asiatici storici

Le previsioni concordano nell'indicare Giappone e Corea come principali importatori di GNL anche per i prossimi anni, seppur stimando volumi in calo, soprattutto per il Giappone dove la ripartenza graduale degli impianti nucleari, una maggiore penetrazione delle rinnovabili, politiche di efficienza energetica contribuiranno ad un raffreddamento dei consumi.

Sud-Est Asiatico

Consumi in crescita soprattutto per la generazione elettrica, produzione interna in declino e la necessità di limitare l'uso di petrolio, stanno spingendo i governi di quest'area a puntare sul GNL, sia prodotto nella regione che in importazione. Indonesia e Malesia – produttori storici di GNL – già dal 2013 hanno iniziato ad importare, mentre Singapore punta a diventare il primo gas hub della regione. Prospettive di crescita, seppur con diverse incertezze, si profilano pure per Thailandia e Pakistan, dove ingenti investimenti sono stati intrapresi nella rigassificazione e dove i governi si stanno impegnando ad accelerare il processo di liberalizzazione smantellamento i monopoli esistenti.

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

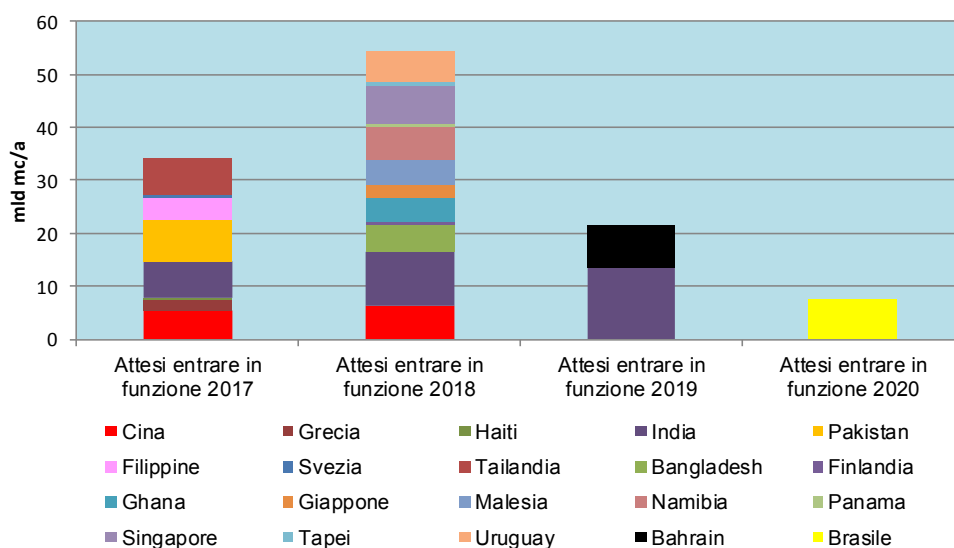
Nuovi importatori

In una situazione di prezzi del GNL relativamente bassi, gli esportatori stanno cercando di aprire nuovi mercati di sbocco. D'altra parte nel settore del GNL è l'offerta che in determinati momenti contribuisce a stimolare la domanda, così la prospettiva di nuovi flussi abbondanti e convenienti sta incoraggiando lo sviluppo di terminali di rigassificazione. Dopo l'esordio lo scorso anno di Colombia, Giamaica, Finlandia,

Polonia e di Malta ad inizio 2017, entro il 2022 nuovi e piccoli players sono attesi entrare nel club degli importatori di GNL: Bangladesh, Filippine, Haiti, Panama, Uruguay, Ghana, Namibia, Bahrain, Myanmar, Sri Lanka, Croazia, El Salvador, Puerto Rico, Costa d'Avorio Sud Africa, Vietnam. Molti di questi Paesi hanno installato o stanno installando infrastrutture di stoccaggio e rigassificazione flottanti e potrebbero progressivamente coprire una quota di mercato del 20%⁸.

Capacità di rigassificazione in costruzione a livello mondiale

Fonte: Elaborazioni su dati AIE



Europa

Oggi l'Europa, considerato spesso un mercato di “ultima istanza” per le forniture internazionali di GNL, ha un'importante capacità di rigassificazione di circa 215 mld mc che risulta però ampiamente inutilizzata: con riferimento ai principali paesi di importazione, nel 2016 UK ha utilizzato i propri rigassificatori per il 21%, la Spagna ugualmente per il 21%, la Francia per il 36%⁶ e l'Italia per il 42%¹⁰. Le ipotesi propendono per una ripresa delle importazioni di GNL, ma, come detto, il gas liquefatto si troverà in competizione con il gas importato via pipelines sia dai fornitori storici che da nuovi produttori (vd Azerbaigian) e i suoi volumi saranno inoltre condizionati dal ritmo di crescita della domanda asiatica.

La Bolla

La capacità addizionale di liquefazione calerà su un mercato sostanzialmente già ben fornito; la maggior parte delle analisi internazionali ritengono che la crescita complessiva della domanda, per quanto significativa, non sarà sufficiente nel medio termine a bilanciare il mercato del GNL, tanto più

che i consumi di grandi importatori come Giappone e Corea non la sosterranno. Le previsioni, semmai, mostrano alcune divergenze sulla durata o sulle dimensioni della “bolla”.

AIE non vede la fine dell'oversupply prima del 2022¹¹. Per Cedigaz¹² un ribilanciamento dei mercati è atteso tra il 2023 e il 2024, assumendo nuovi sviluppi della produzione in Guinea Equatoriale e la riattivazione di capacità produttiva in Egitto e Yemen. Cedigaz aspetta dopo il 2021 un graduale declino nella capacità di produzione dovuto all'invecchiamento di alcuni impianti nel Sud Est Asiatico e alla crescita di vincoli sulle risorse in altri Paesi produttori (Trinidad Tobago, Emirati Arabi Uniti, Oman, Algeria, Indonesia). Dopo il 2024 si potrebbe creare dunque la necessità di nuovi impianti di produzione per far fronte alla crescita della domanda. Con uno sguardo più sul lungo termine Cedigaz attende che una nuova “ondata” di capacità deriverà da USA, Mozambico e Qatar.

La major Anadarko (Stati Uniti) vede il 2023 come punto di inflessione del rapporto offerta/domanda. Secondo Bloomberg¹³ l'oversupply sembra inevitabile nei prossimi

ASPETTANDO “LA BOLLA”: DINAMICHE SUL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

anni nonostante la crescita della domanda, anche se non sarà così profonda come da altri considerato; inoltre, non prevedendo tra il 2020-2024 l'ingresso di nuovi importanti progetti, ritiene che il mercato diventerà “stretto” tra il 2023 e il 2024 rischiando dal 2025 una carenza di offerta.

Solo Shell sembra mettere in dubbio il verificarsi stesso della “bolla” o comunque una sua lunga durata, sostenendo che nella prima parte del 2017 tutti i carichi prodotti sono stati venduti e che nuova capacità di liquefazione si renderà necessaria già dopo il 2020 per soddisfare la crescente domanda.

Considerazioni conclusive

In un mercato già ben fornito, l'attesa oversupply di GNL contribuisce a condizionare, al ribasso, le previsioni di prezzo dell'intero commercio del gas. Del “sentiment” del mercato sono anche testimonianza le attuali quotazioni a termine sui mercati europei: il TTF olandese, hub di riferimento dell'Europa continentale, nonostante una moderata ripresa delle quotazioni nelle ultime settimane sorretta dalla risalita dei prezzi del petrolio e da alcuni fattori congiunturali, registra per prodotti con consegna nei prossimi tre anni (“calendar 2018, 2019, 2020”) valori tra i 16,5 e i 17,0 €/MWh, ben distanti da quelli verificatisi tra il 2012 e metà 2015¹⁴.

Mercati ben forniti a medio termine mantengono pressione sui prezzi e rischiano di scoraggiare nuovi investimenti a monte della filiera del GNL. Secondo dati AIE, appena due nuove decisioni finali di investimento sono state prese nel 2016 per ampliare o costruire impianti di liquefazione e solo una nella prima metà del 2017.

Inoltre, con importanti quantità legate a contratti di lungo termine che si avvicinano alla scadenza (vd. Giappone), l'immissione di nuovi flussi di GNL contribuirà presumibilmente ad accrescere i volumi scambiati a breve e a cambiamenti nelle strutture contrattuali verso un maggior grado di flessibilità, come richiesto dal mercato.

Nei prossimi anni il problema sarà di individuare equilibri tra esigenze di consumatori e produttori tali da garantire, una volta riassorbita l'oversupply, le condizioni per nuovi cicli di investimento atti a far fronte alle esigenze di crescita e rinnovamento del sistema nel lungo periodo. Se nuovi progetti faticeranno ad essere intrapresi, il rischio di un atterraggio non morbido per i mercati del gas non è da escludere, anche se il possibile ricorso ad espansioni di strutture già esistenti, soprattutto negli Stati Uniti¹⁵, sembrerebbe fornire al sistema una valvola di sicurezza in grado di portare in tempi relativamente rapidi nuove disponibilità al mercato, una volta che questo mostrasse segnali di necessità.

¹ Fonte: Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE): Gas 2017- Analysis and Forecast to 2022 (Giugno 2017).

² Le quotazioni 2017 risultano inferiori del 60% in Asia e di circa il 35% in Europa rispetto ai picchi del 2013. Inoltre le enormi differenze fra prezzi nelle macroregioni registrati tra il 2011 e il 2014, quando in Giappone e Corea arrivarono a essere anche sei volte quelli americani e più del doppio di quelli europei, si sono considerevolmente ristrette.

³ Fonte: elaborazioni degli autori su dati AIE ed altri.

⁴ Fonte: Who's Ahead in Surfing Second US LNG Wave?, World Gas Intelligence, 16 agosto 2017.

⁵ Fonte: Marco Macciò, Esportazioni di gas: dove guardano gli USA?, 18 luglio 2017, online <http://rienergia.staffettaonline.com/autore/166/Macci%C3%B2/>.

⁶ L'Oxford Institute for Energy Studies (OIES) osserva che seppur possano esserci ritardi nell'entrata in esercizio di alcuni dei liquefattori progettati, la nuova capacità prevista entrerà comunque in produzione, in quanto le aziende che hanno investito decine di miliardi di dollari in nuovi impianti di GNL non abbandoneranno certo questi progetti a metà.

⁷ Fonte: Big Oil bets on a dash for gas, Financial Times, 7 settembre 2017.

⁸ Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE): Gas 2017- Analysis and Forecast to 2022 (Giugno 2017).

⁹ Fonte: IGU – International Gas Union.

¹⁰ Elaborazioni degli autori su dati MISE e operatori.

¹¹ Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE): Gas 2017- Analysis and Forecast to 2022 (Giugno 2017).

¹² Associazione internazionale non profit dedicata alle informazioni sul gas naturale, creata nel 1961 da un gruppo di società di gas internazionali e da IFP Energies nouvelle) – Report settembre 2017.

¹³ Bloomberg New Energy Finance (settembre 2017).

¹⁴ Per esempio, il prezzo medio annuo al TTF è stato di 27 €/MWh nel 2013 e di 21 €/MWh nel 2014.

¹⁵ Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) - Gas 2017: Analysis and Forecast to 2022 (Giugno 2017).

Novità normative di settore

A cura del GME

AMBIENTALI

■ **Deliberazione 14 settembre 2017 634/2017/R/EFR | “Gradualità nell’applicazione delle regole del contributo tariffario di cui alla deliberazione dell’Autorità 435/2017/R/efr e approvazione dell’aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato e del regolamento per le transazioni bilaterali nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza (certificati bianchi)” | pubblicata il 15 settembre 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/634-17.htm>**

Con la delibera 634/2017/R/EFR, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità) ha approvato l’aggiornamento delle Regole di funzionamento del mercato di titoli di efficienza energetica e del Regolamento per le transazioni bilaterali di TEE (nel seguito: Regolamenti) predisposto dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) al fine di adeguare gli stessi a quanto disposto dalla precedente delibera 514/2017/R/EFR.

Al riguardo, giova ricordare che con la richiamata delibera 514/2017/R/EFR, l’Autorità ha definito le modalità con le quali dare attuazione a quanto previsto dall’articolo 16, comma 16.3, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017¹, prevedendo che i TEE - che continueranno ad essere classificati dal GSE secondo le diverse tipologie previste dalla normativa vigente - fossero soggetti a successiva unificazione per le finalità connesse alle contrattazioni degli stessi sul mercato e sul Registro dei TEE.

Con la medesima delibera il Regolatore ha altresì modificato alcune disposizioni contenute nella precedente delibera 435/2017/R/EFR relativamente alle modalità di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai soggetti obbligati nell’ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

Con apposito comunicato il GME ha reso noto che, a far data dal 5 ottobre u.s., hanno acquistato efficacia i predetti Regolamenti, nonché la nuova Guida per l’Utente del Registro TEE e le relative DTF MTEE, modificati ai sensi della delibera 514/2017/R/EFR.

Pertanto, a partire dalla data di cui sopra, è stata avviata sulla piattaforma del Registro TEE la contrattazione unificata per tutte le tipologie di Titoli, mentre, in data 10 ottobre u.s. si è tenuta la prima sessione MTEE secondo le nuove funzionalità.

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Modifica alla Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 10 rev. 2 MPE” | del 20 settembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=337>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione della versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Fun-

zionamento n. 10 rev. 2 del Mercato elettrico a pronti (nel seguito: DTF MPE), che ha acquistato efficacia lo scorso 20 settembre. Le modifiche apportate alla predetta DTF MPE sono volte a chiarire le modalità con cui vengono gestite le offerte bilanciate sul MI, anche qualora il relativo prezzo di valorizzazione della sessione, in conseguenza delle nuove funzionalità introdotte nel mercato intergiornaliero sloveno, assume un valore inferiore rispetto a quello di presentazione delle stesse.

GAS

■ **Deliberazione 14 settembre 2017 630/2017/R/GAS | “Approvazione delle convenzioni tra il Gestore dei mercati energetici e Snam Rete Gas S.p.a., Stogit S.p.a. e Edison Stoccaggio S.p.a., funzionali alla gestione dei mercati del gas” | pubblicata il 18 settembre 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/630-17.htm>**

Con la delibera 630/2017/R/GAS, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità) ha approvato le Convenzioni tra il GME e Snam Rete Gas, Stogit e Edison Stoccaggio di cui agli artt. 6 e 7 dell’allegato A alla deliberazione 66/2017/R/GAS (c.d. “TICORG”), funzionali al superamento delle disposizioni transitorie - di cui al punto 6 della medesima deliberazione - in merito alla gestione del mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (nel seguito: MGS).

Al riguardo, giova ricordare che il TICORG aveva stabilito che il GME, sottoscrivesse con ciascuna impresa di stoccaggio una apposita Convenzione disciplinante i flussi informativi necessari al funzionamento delle negoziazioni su MGS e, contestualmente, adeguasse la Convenzione in essere tra il GME e Snam Rete Gas, al fine di rimuovere le previsioni disciplinanti le modalità di scambio dei dati con le imprese di stoccaggio in quanto regolate nell’ambito delle predette Convenzioni.

Con successivo comunicato, il GME, ha reso noto che, a far data dal 1° ottobre u.s., ha acquistato efficacia la nuova versione della Disciplina del mercato del gas naturale e le relative DTF - aggiornate rispetto alle modifiche introdotte dalla succitata deliberazione - e, contestualmente, è stata adeguata la piattaforma di funzionamento del MGS.

■ **Comunicato del GME | “Avvio prove in bianco Trayport sul sistema M-GAS” | del 25 settembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=338>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in vista del prossimo avvio operativo dell’integrazione delle interfacce Trayport con il sistema MGAS, onde consentire ai soggetti interessati

Novità normative di settore

di testare le relative funzionalità con Trayport, è stata resa disponibile una piattaforma per lo svolgimento delle prove in bianco, le quali potranno essere effettuate tutti i giorni lavorativi compresi tra il 9 e il 27 ottobre 2017 durante la fascia oraria 10:00 - 16:00.

Deliberazione 28 settembre 2017 660/2017/R/GAS | “Riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità di rigassificazione di gnl sulla base di meccanismi di mercato (Aste)” | pubblicata il 2 ottobre 2017 [Download https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/660-17.htm](https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/660-17.htm)

Con la delibera 660/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità) ha modificato la regolazione vigente in materia di accesso ai servizi di rigassificazione, al fine di introdurre meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione. In particolare, con la predetta deliberazione, l'Autorità ha approvato il “Testo integrato delle disposizioni in materia di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto” (c.d. “TIRG”), il quale ha sostituito integralmente, con effetto dal 1° ottobre 2017, le disposizioni in materia di rigassificazione contenute nell'Allegato A alla delibera 118/2015/R/GAS.

Le nuove regole contenute nel TIRG prevedono che la capacità di rigassificazione disponibile, o resa disponibile dagli utenti, presso i terminali venga assegnata sulla base:

- di un meccanismo di negoziazione ad asta² per periodi di durata pari o superiori all'anno termico (fino ad un massimo di 15 anni termici successivi a quello di conferimento);
- del prezzo dell'offerta di acquisto più alta tra quelle presentate (pay as bid) per periodi di durata inferiore all'anno³.

Al riguardo, ove la capacità di rigassificazione non venisse totalmente conferita mediante il meccanismo di cui sopra, quest'ultima verrà assegnata al soggetto che per primo ne faccia richiesta (first come first served) ad un prezzo definito dall'Autorità.

Per la gestione delle procedure di conferimento della capacità, l'AEEGSI ha previsto che le imprese di rigassificazione possano usufruire dei servizi offerti dal GME, il quale definisce, con il supporto delle imprese di rigassificazione, una proposta di gestione di tali servizi da sottoporre all'approvazione della stessa Autorità. Il TIRG prevede altresì che le imprese di rigassificazione definiscano, nei propri codici di rigassificazione, le modalità per lo scambio fra utenti e cessione a terzi (da parte degli utenti stessi) della capacità di rigassificazione loro conferita.

Infine, la delibera 660/2017/R/GAS prevede che le imprese di rigassificazione predispongano una proposta di aggiornamento dei

propri codici di rigassificazione - finalizzata al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera stessa - e le trasmettano all'Autorità entro il 31 gennaio 2018, previa effettuazione della consultazione prevista dalla vigente regolazione.

OIL

Comunicato del GME | “Regolamento P-LOGISTICA: acquisto di efficacia e data di go-live del periodo transitorio di sperimentazione” | del 15 settembre 2017 [Download http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=336](http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=336)

Facendo seguito al comunicato del 7 agosto 2017, il GME ha reso nota la data nella quale ha acquistato efficacia il Regolamento della piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (nel seguito: Regolamento P-LOGISTICA), in attuazione di quanto disposto all'articolo 3, comma 3.2, del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 luglio 2017.

Infatti, a far data dal 25 settembre u.s., ha acquistato efficacia il Regolamento P-LOGISTICA e, contestualmente, sono state avviate le iscrizioni alla piattaforma.

Comunicato del GME | “Riapertura temporanea PDC-Oil: comunicazione dati capacità anno 2016 - soggetti inadempienti” | del 27 settembre 2017 [Download http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=339](http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=339)

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a seguito della pubblicazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico della Circolare n. 0022286 del 26 settembre 2017, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 che non abbiano provveduto, entro il termine del 31 marzo 2017, ad inviare i dati relativi alla capacità logistica dei propri depositi riferiti al 31 dicembre 2016, possono accedere alla Piattaforma di rilevazione dei dati della capacità di stoccaggio di oli minerali (nel seguito: PDC-Oil) per l'invio dei predetti dati esclusivamente nel periodo compreso tra il 16 ed il 27 ottobre 2017.

A tal fine, nel periodo indicato, la PDC-oil è resa operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

I soggetti obbligati alla comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 che non fossero ancora iscritti alla PDC-Oil devono accedere alla PDC-oil ed effettuare la procedura di registrazione descritta nella “Guida per l'operatore della PDC-oil”.

¹ L'articolo 16, comma 16.3, del Decreto interministeriale del 11 gennaio 2017 prevede che i titoli di efficienza energetica possono essere “oggetto di libera contrattazione tra le parti, ovvero di contrattazione nel mercato organizzato del GME, unificato per tutte le tipologie di titoli, secondo modalità definite dall'Autorità”.

² L'articolo 5, comma 5.6, del TIRG prevede che la capacità annuale o pluriennale venga conferita, per ciascun periodo, mediante il meccanismo di negoziazione ad “asta aperta ascendente”, di cui all'articolo 17 del Regolamento UE n. 459/2017.

³ Per quanto concerne il conferimento di capacità per periodi di durata inferiore all'anno, la delibera prevede altresì il “servizio di capacità spot” relativo al conferimento della capacità che risulta disponibile in esito alla definizione del programma mensile delle consegne del GNL.

Gli appuntamenti

Aperte le selezioni alla XIX Edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche

SAFE è un'organizzazione indipendente che da oltre 15 anni, grazie alla collaborazione con le più grandi realtà aziendali operanti nel settore energetico-ambientale, offre un percorso formativo professionalizzante multidisciplinare, coniugando conoscenze tecniche ed economiche con un approccio fortemente operativo.

La docenza è affidata ad affermati professionisti del settore, manager dell'industria e della consulenza, che mettono a disposizione dei partecipanti il proprio Know How e la propria competenza.

Per maggiori informazioni visita il sito di **SAFE**

**MASTER
IN GESTIONE
DELLE RISORSE
ENERGETICHE**

Partecipa alla XIX Edizione,
sono disponibili solo **35** posti

safe
risorse con energia

650 ore di lezione
110 realtà aziendali coinvolte
150 Manager del settore energetico - ambientale
95% placement precedenti edizioni

17 ottobre

Mercato elettrico e del gas: fine della tutela e benefici delle liberalizzazioni

Roma, Italia

Organizzato da Nomisma Energia

<http://nomismaenergia.it>

17-19 ottobre

World Efficiency Solutions

Parigi, Francia

Organizzato da Saloni Internazionali Francesi

<https://www.world-efficiency.com>

18 ottobre

Modelling in Nuclear Science and Engineering

Manchester, Regno Unito

Organizzato da Nuclear Institute

<http://go.evnt.com>

19-22 ottobre

International Workshop on Energy Conservation Technologies

Shanghai, Cina

Organizzato da APISE

<http://www.iwect.org>

23-25 ottobre

Meeting of the great rivers of the world taking action for water and climate

Organizzato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare

Roma, Italia

<http://www.minambiente.it>

24 ottobre

La GEOTERMIA efficace risposta ai problemi energetici, ambientali e sociali

Milano, Italia

Organizzato da Associazione Termotecnica Italiana e Unione

Geotermica Italiana

<http://www.airu.it>

24-26 ottobre

Fimai Ecomondo Brasil 2017

San Paolo, Brasile

Organizzato da Expo Strategia

<http://ecomondobrasil.com>

25 ottobre

Simbiosi industriale quale motore per lo sviluppo dell'economia circolare in Italia: stato dell'arte e prospettive

Roma, Italia

Organizzato da ENEA

<http://www.enea.it>

25-28 ottobre

Bioenergy

Cremona, Italia

Organizzato da Cremona Fiere

<http://www.bovinodalatte.it>

26-27 ottobre

EU State Aid Law for Energy and Environment

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Lexxion Publisher

<http://www.lexxion.de>

29 ottobre-2 novembre

SWC&SHC

Abu Dhabi

Organizzato da Solar Energy Society

<https://www.iea-shc.org/article?NewsID=150>

1-3 novembre

International Conference on Renewable Energy and Environment

Toronto, Canada

Organizzato da Energy Committees of ICREE

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

2-3 novembre

Battery Safety Conference

Washington DC, Usa

Organizzato da Cambridge EnerTech

<http://cambridgeenergetech.com/battery-safety/>

2-4 novembre

International Conference on New Energy and Applications

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICNEA

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

6-7 novembre

TU-Automotive Europe 2017

Monaco, Germania

Organizzato da Automotive

<https://automotive.knect365.com/>

7-10 novembre

Ecomondo 2017

Rimini, Italia

Organizzato da Fiera Rimini

<http://www.ecomondo.com>

9 novembre

Le Disruptive technology cambieranno gli scenari energetici

Rimini, Italia

Organizzato da Coordinamento FREE

<http://www.elettricitafutura.it/Eventi>

13-17 novembre

POWER WEEK 2017

Singapore

Organizzato da Infocus International Group Pte Ltd

<http://www.power-week.com/index.html>

14-15 novembre

Offshore Wind Europe 2017

Londra, Regno Unito

Organizzato da New Energy Update

<http://go.evvnt.com/143996-0>

15 novembre

The Future of Energy Storage

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce Business Media Ltd

<http://www.marketforce.eu.com/>

16 novembre

Energy Efficiency

Atene, Grecia

Organizzato da World Refining Association

<http://ee.wraconferences.com/>

17-19 novembre

International Conference on Smart Grid and Green Energy

Shanghai, Cina

Organizzato da HKISAR

<http://www.csgge2017.net/>

20-21 novembre

Solar & Off-Grid Renewables

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Solar Energy

<http://seasia.solarenergyevents.com>

20-24 novembre

Genova Smart Week L'energia dell'innovazione

Genova, Italia

Organizzato da Genova Smart City e Comune di Genova

<http://www.genovasmartweek.it>

27-28 novembre

IX Conferenza nazionale sull'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzato da Amici della Terra

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

29-30 novembre

Renexpo Interhydro

Salzburg, Austria

Organizzato da REECO Austria

<http://www.renexpo-hydro.eu/at/home-page/>

30 novembre-1 dicembre

17^ Conferenza Nazionale sul Mobility Management e la Mobilità Sostenibile

Bari, Italia

Organizzato da Regione Puglia e Euromobility

<http://www.mobydixit.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
governance@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.