

APPROFONDIMENTI

IL MERCATO PETROLIFERO NEL 2016: L'ILLUSIONE DELLA STABILITÀ

di Lisa Orlandi - RIE

Il 20 gennaio 2016 le quotazioni del Brent avevano toccato i 26 dollari al barile, il valore più basso degli ultimi 12 anni; ad una simile caduta, inattesa per intensità e rapidità, si accompagnavano le più nefaste previsioni di crollo sino a minimi di 10 dollari, meno di un decimo della media che il greggio europeo aveva mantenuto nel periodo 2010-metà 2014. Il sentimento spiccatamente bearish che aveva caratterizzato l'avvio del 2016 era sostenuto dal persistere di quella condizione di eccesso di offerta che si era palesata un anno e mezzo prima e i cui tempi di riassorbimento venivano continuamente rimandati. Le ipotesi sul riequilibrio del mercato petrolifero mondiale erano infatti la pedina che muoveva lo scacchiere delle previsioni dei principali istituti internazionali che ad inizio anno propendevano per il "lower for longer".

Tuttavia, proprio quei 26 dollari di fine gennaio hanno rappresentato un punto di svolta, non per il mutamento dei fondamentali correnti ma per il diverso atteggiamento che da quel momento hanno iniziato ad assumere gli attori in campo: da un lato, i Paesi esportatori, spinti dal timore di nuovi crolli, hanno avviato colloqui su possibili iniziative di controllo della produzione fino a quel momento del tutto assenti; dall'altro, gli operatori a vocazione speculativa hanno cominciato a puntare sulla non ripetibilità del ciclo ribassista con un aumento molto consistente delle posizioni lunghe (in acquisto).

Come la storia insegna, il cambio di mood – specie lato finanza - può avere una forte influenza sui prezzi del petrolio

anche in assenza di modifiche sostanziali dei livelli correnti di domanda e offerta. Così è stato anche a partire dallo scorso febbraio quando – indipendentemente dall'esito nullo dei tavoli indetti per concordare tagli dei livelli produttivi e dall'aumento dell'export iraniano libero da sanzioni - le quotazioni hanno ripreso vigore, inizialmente ruotando attorno ai 30 dollari per poi muoversi tra marzo e giugno verso la soglia dei 50 che, in alcune sedute giornaliere, è stata anche superata: un livello di prezzo sostanzialmente doppio rispetto a quello di gennaio. In questa nuova fase, gli operatori con fini speculativi hanno agito con movimenti improntati a cavalcare i segnali di cambiamento che il mercato andava manifestando, tali da far propendere per l'emergere di un nuovo scenario, sia rispetto a quello degli ultimi 2 anni che alla *view* prevalente nel primo mese del 2016.

Due i fattori alla base dell'evoluzione attesa: 1) Un'offerta che inizia a mostrare segni di cedimento, imputabili sia al calo dei prezzi che ha condizionato la redditività di molte produzioni che alla sommatoria di eventi accidentali (incendi in Canada) e di tensioni geopolitiche ormai consolidate (sabotaggi in Nigeria, disordini in Libia). Anche se nel primo semestre si conferma uno stato di abbondanza, su base annuale attese sono di un calo complessivo della produzione non-OPEC di 0,9 mil. bbl/g¹, il tasso di decremento più consistente da oltre 20 anni e determinato in primo luogo dall'arretramento dello shale oil statunitense;

continua a pagina 24

LA PROSSIMA NEWSLETTER DEL GME USCIRA' NEL MESE DI OTTOBRE
IN QUESTO NUMERO
REPORT/ LUGLIO 2016

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

APPROFONDIMENTI

Il mercato petrolifero nel 2016:

l'illusione della stabilità

di Lisa Orlandi - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima registrano, dopo quella di giugno, una flessione su base annua del 2,9%, che però si ridimensiona a -1,6% se si considerano i due giorni lavorativi in più rispetto a luglio 2015. Il calo interessa ancora principalmente i programmi derivati da contrattazioni over the counter; pertanto la liquidità del mercato si conferma su livelli piuttosto elevati (69,5%). A fronte di importazioni di energia pressoché invariate su base annua, si riducono le vendite degli impianti di produzione termoelettrici a fonte tradizionale (-11,0%), mentre ripartono quelle da fonti rinnovabili, ed in particolare quella idraulica

ed eolica che mettono a segno aumenti tendenziali in doppia cifra. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), con un calo di quasi 25 €/MWh rispetto al picco registrato un anno fa, si attesta a 42,85 €/MWh, e aggiorna il minimo storico per il mese di luglio. I prezzi di vendita zonali (escludendo la Sicilia), evidenziano una convergenza attorno a 42 €/MWh che chiude il gap tra il Nord e le altre zone e riassegna al Sud il primato di zona dal prezzo di vendita più basso (40,82 €/MWh). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il prodotto agosto 2016 baseload chiude il periodo di trading a 42,40 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento 6,06 €/MWh (+16,5%) rispetto a giugno, ma in calo di 24,92 €/MWh (-36,8%) rispetto a luglio 2015, si porta a 42,85 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 28,95 €/MWh (-37,4%) nelle ore di picco e di 22,11 €/MWh (-35,6%) nelle ore fuori picco con prezzi attestatisi

rispettivamente a 48,42 e 40,00 €/MWh. Il rapporto picco/baseload, resta pertanto pressoché immutato rispetto ad un anno fa, attestandosi a 1,13 (-0,01 punti percentuali) (Grafico 1 e Tabella 1).

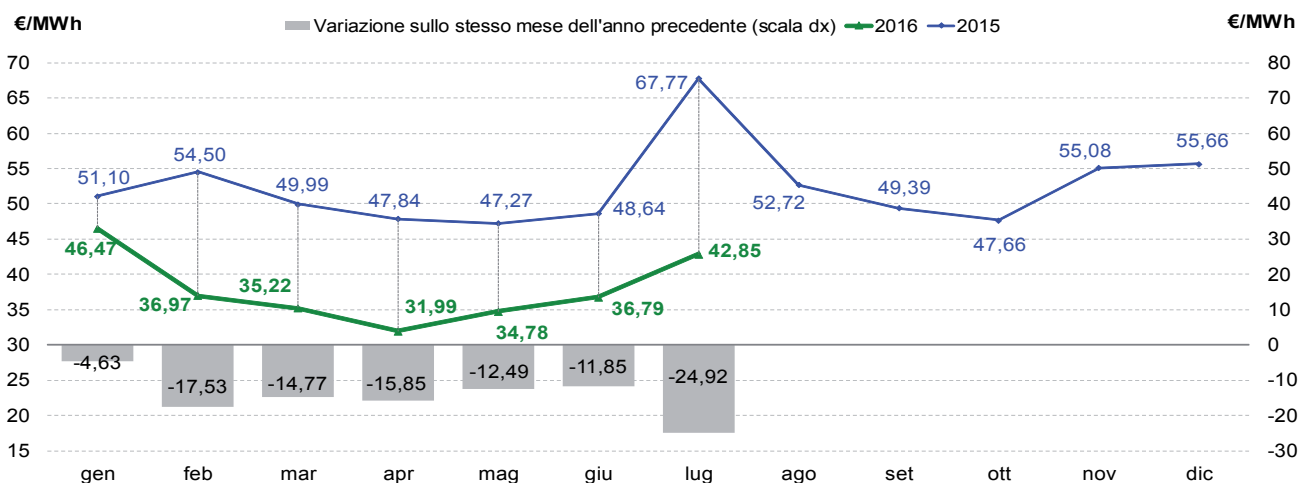
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	42,85	67,77	-24,92	-36,8%	25.351	-0,3%	36.484	-2,9%	69,5%	67,6%
<i>Picco</i>	48,42	77,37	-28,95	-37,4%	30.573	-2,0%	44.052	-1,1%	69,4%	70,0%
<i>Fuori picco</i>	40,00	62,10	-22,11	-35,6%	22.677	+3,0%	32.607	-2,6%	69,5%	65,8%
<i>Minimo orario</i>	18,53	34,87			16.493		24.407		63,2%	59,7%
<i>Massimo orario</i>	117,21	144,57			33.154		47.519		75,3%	73,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

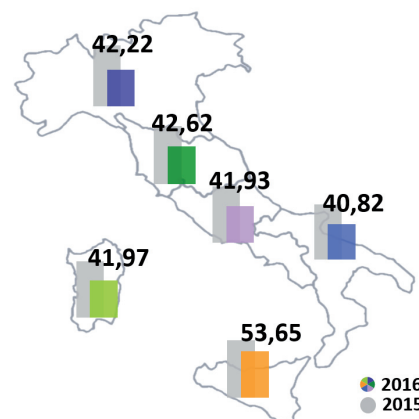
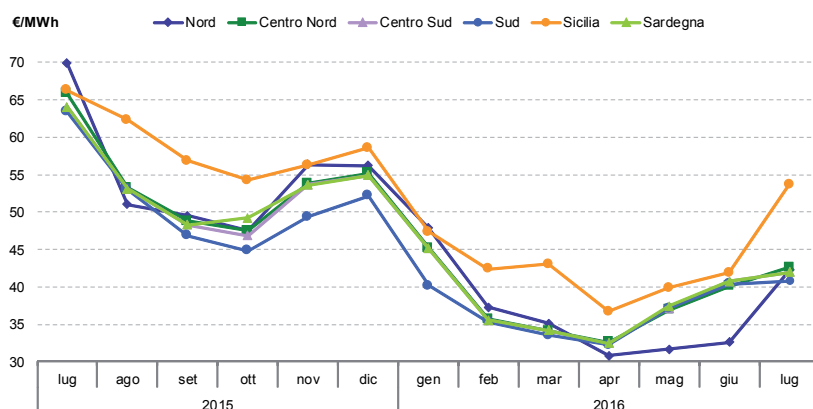


I prezzi di vendita registrano forti aumenti congiunturali (poco sotto il 30%) al Nord ed in Sicilia, più modesti nelle altre zone. La Sicilia, penalizzata nella seconda metà mese da restrizioni sul transito con il continente, segna pertanto il massimo annuo a 53,65 €/MWh, mentre il Nord riallinea il proprio prezzo a quello delle due zone

centrali e della Sardegna attorno ai 42 €/MWh. Il Sud, infine, dopo tre mesi, torna a segnare il prezzo zonale più basso pari a 40,82 €/MWh. Nel confronto su base annua invece, i prezzi di vendita evidenziano ovunque sensibili ribassi oscillanti tra il -19,0% della Sicilia al -39,6% del Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia segnano una flessione tendenziale, la più importante da quasi due anni, portandosi a 27,1 milioni di MWh (-2,9%). Nel dettaglio, tengono gli scambi nella borsa elettrica, pari a 18,9 milioni di MWh (-0,3%), mentre i volumi scambiati over the

counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP registrano un ulteriore significativo ribasso scendendo a 8,3 milioni di MWh (-8,5%) (Tabelle 2 e 3). Sale, pertanto, la liquidità del mercato che guadagna 1,9 punti percentuali rispetto a luglio 2015 e si porta a 69,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.861.414	-0,3%	69,5%
Operatori	11.378.438	+0,6%	41,9%
GSE	3.696.449	-1,8%	13,6%
Zone estere	3.786.527	-1,4%	13,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.282.528	-8,5%	30,5%
Zone estere	635.032	+11,5%	2,3%
Zone nazionali	7.647.496	-9,8%	28,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.143.942	-2,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.933.545	+6,9%	
OFFERTA TOTALE	44.077.487	+0,6%	

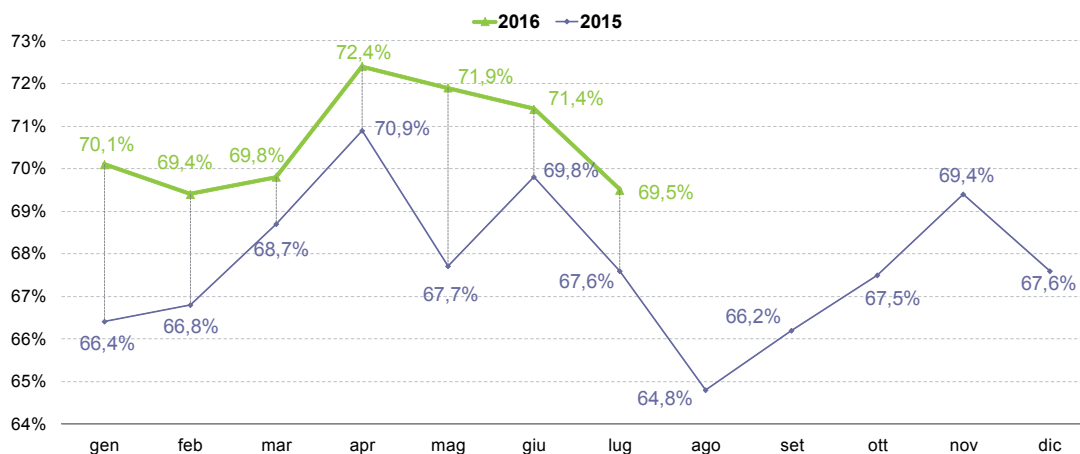
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.861.414	-0,3%	69,5%
Acquirente Unico	3.861.125	+35,3%	14,2%
Altri operatori	9.892.228	-15,0%	36,4%
Pompaggi	686	-	0,0%
Zone estere	434.074	+71,7%	1,6%
Saldo programmi PCE	4.673.301	+12,1%	17,2%
PCE (incluso MTE)	8.282.528	-8,5%	30,5%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	1.490.232	-39,7%	5,5%
Zone nazionali altri operatori	11.465.597	+6,7%	42,2%
Saldo programmi PCE	-4.673.301	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.143.942	-2,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	860.357	-37,5%	
DOMANDA TOTALE	28.004.299	-4,5%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali si confermano in calo su base annua attestandosi a 26,7 milioni di MWh (-3,6%). A livello zonale, gli acquisti calano solo al Nord (-6,6%) ed al Sud (-21,4%), mentre aumentano altrove. In aumento tendenziale anche gli acquisti sulle zone estere che si portano a quota 434 mila MWh (+71,2%), la più alta dal 2008 per il mese di luglio (Tabella 4).

In calo anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che si attestano a 22,7 milioni di MWh (-3,5%). In flessione le vendite in tutte le zone ad eccezione del Centro Nord (+4,6%) e della Sardegna (+1,2%). Stabili, infine, le importazioni di energia elettrica che si attestano a 4,4 milioni di MWh (+0,2%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.554.949	28.972	+2,9%	11.339.140	15.241	-2,5%	14.719.183	19.784	-6,6%
Centro Nord	2.540.843	3.415	-0,4%	1.636.060	2.199	+4,6%	2.867.738	3.854	+10,8%
Centro Sud	4.323.344	5.811	-14,9%	2.669.299	3.588	-7,0%	4.442.849	5.972	+5,7%
Sud	6.218.128	8.358	-7,5%	4.980.813	6.695	-3,8%	2.269.693	3.051	-21,4%
Sicilia	3.432.120	4.613	+25,2%	1.317.694	1.771	-14,3%	1.575.549	2.118	+8,5%
Sardegna	1.556.445	2.092	+14,9%	779.377	1.048	+1,2%	834.856	1.122	+2,3%
Totale nazionale	39.625.829	53.261	+0,6%	22.722.383	30.541	-3,5%	26.709.868	35.900	-3,6%
Estero	4.451.658	5.983	+0,7%	4.421.559	5.943	+0,2%	434.074	583	+71,2%
Sistema Italia	44.077.487	59.244	+0,6%	27.143.942	36.484	-2,9%	27.143.942	36.484	-2,9%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, con un aumento del 9,1%, salgono a 9,6 milioni di MWh. In evidenza le vendite da fonte eolica (+18,1%) e idraulica (+15,0%), in lieve flessione quelle da 'solare e altre' (-1,2%). Si riducono ancora, invece, le vendite degli impianti a fonti tradizionali (-11,0%), con gli impianti a gas che segnano una flessione

(-9,3%) dopo la lunga fase espansiva iniziata da febbraio 2015 (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a gas (in calo di 2,6 punti percentuali rispetto ad un anno fa), e quella degli impianti a fonte rinnovabile (in crescita di 4,7 p.p.), risultano appaiate al 40,3% (Grafico 4).

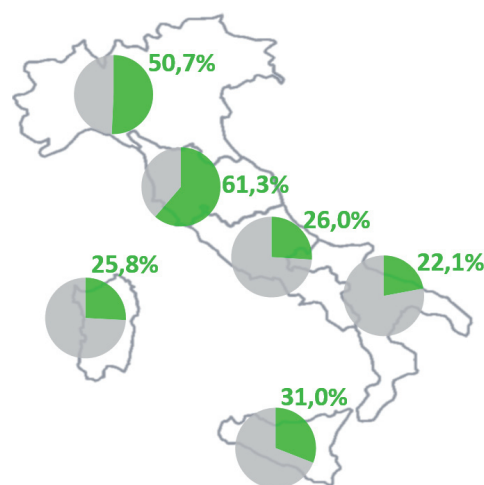
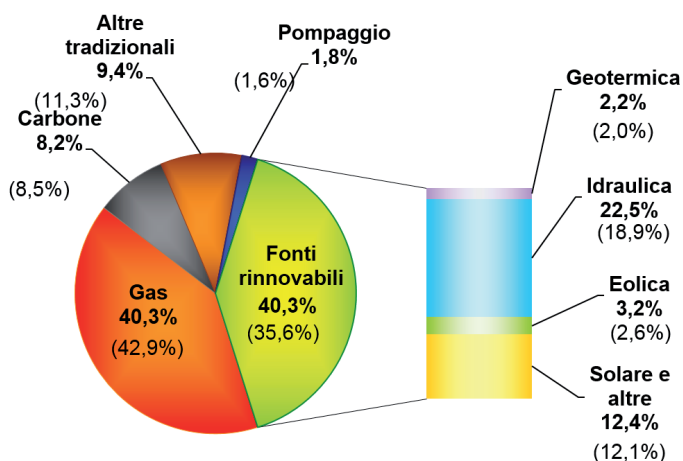
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	6.986	-15,2%	851	+10,4%	2.627	-10,8%	5.217	-6,1%	1.223	-21,5%	776	-1,2%	17.679	-11,0%
Gas	5.046	-20,0%	779	+18,8%	948	-20,7%	3.791	+9,9%	1.177	-19,7%	563	+12,2%	12.305	-9,3%
Carbone	782	-14,2%	10	+147,8%	1.524	-1,5%	-	-	-	-	192	-16,8%	2.509	-6,9%
Altre	1.157	+12,7%	62	-44,3%	154	-23,5%	1.426	-32,4%	46	-49,7%	21	-61,1%	2.865	-20,2%
Fonti rinnovabili	7.730	+11,7%	1.348	+1,2%	933	+7,7%	1.478	+5,1%	548	+7,8%	270	+8,5%	12.307	+9,1%
Idraulica	5.585	+14,6%	315	+18,2%	364	+13,6%	431	+25,3%	136	+6,9%	55	+0,6%	6.886	+15,0%
Geotermica	-	-	660	+3,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	660	+3,8%
Eolica	3	-75,4%	8	-16,8%	147	+20,1%	514	+18,0%	232	+28,4%	86	+8,8%	988	+18,1%
Solare e altre	2.142	+5,4%	365	-13,0%	422	-0,4%	533	-14,8%	181	-10,1%	130	+12,0%	3.773	-1,2%
Pompaggio	525	+11,1%	-	-	28	-36,4%	-	-	0,03	+41,9%	1	-	555	+7,3%
Totale	15.241	-2,5%	2.199	+4,6%	3.588	-7,0%	6.695	-3,8%	1.771	-14,3%	1.048	+1,2%	30.541	-3,5%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

A luglio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.375 MWh, di cui 1.786 MWh sul confine francese (75,2% del totale), 176 MWh su quello austriaco e 413 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) aumenta, rispetto a luglio 2015, del 7,7% sulla frontiera francese e del +14,9%

su quella slovena, mentre si riduce lievemente sulla frontiera austriaca (-1,9%). Il market coupling alloca il 79,1% della capacità disponibile sulla frontiera slovena, il 74,4% su quella francese ed il 67,9% su quella austriaca. Dopo le allocazioni con aste esplicite, solo sulla frontiera slovena si rileva una quota significativa non utilizzata di NTC (20,9%) (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	1.851 (1.706)	1.800 (1.685)	98,7% (99,6%)	90,6% (96,2%)	1.487 (1.328)	729 (1.220)	1,3% (0,4%)	- (0,1%)
Italia - Austria	176 (176)	176 (176)	100,0% (100,0%)	100,0% (100,0%)	172 (166)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	490 (446)	437 (396)	88,7% (97,3%)	57,4% (64,4%)	623 (639)	224 (133)	11,3% (2,7%)	1,1% (-)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

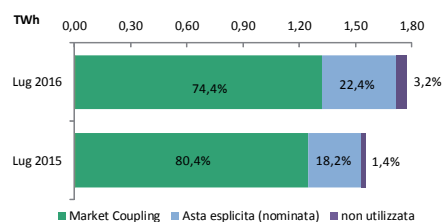
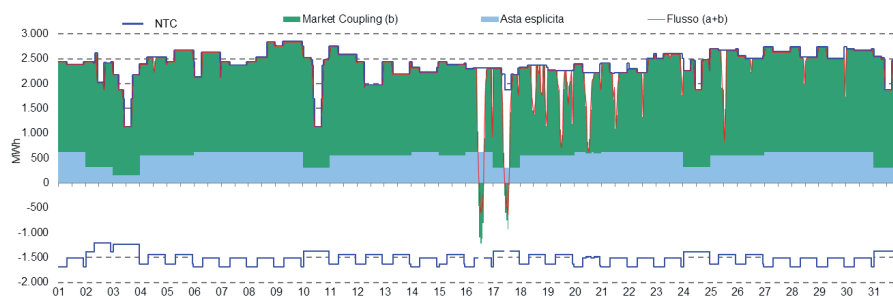


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

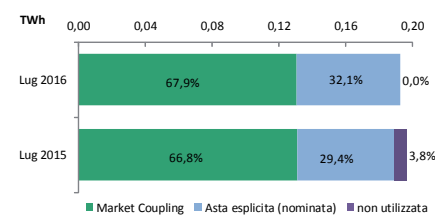
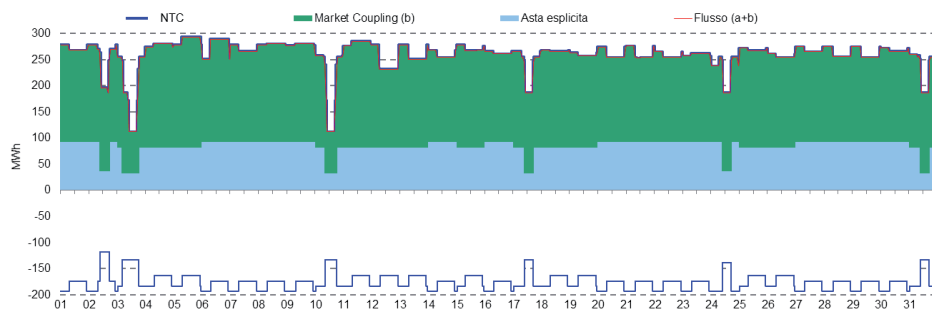
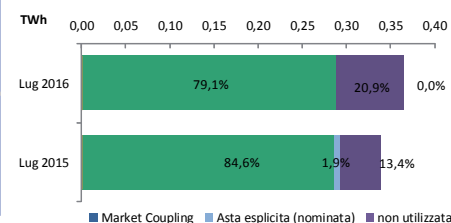
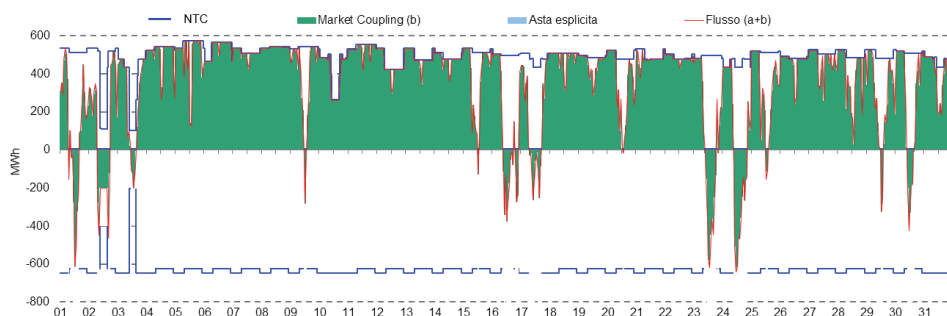


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

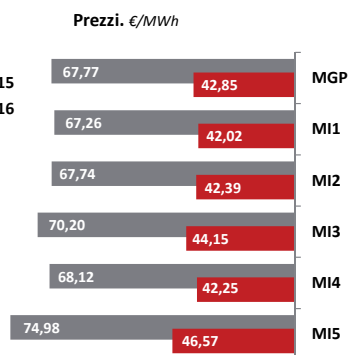
A luglio i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano il terzo rialzo congiunturale consecutivo attestandosi tra 42,02 €/MWh di MI1 e 46,57 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore).

Su base annua, la contrazione dei prezzi di MI sfiora il 40%, evidenziando livelli inferiori a quelli di MGP, a parità di ore, in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, alla seconda flessione tendenziale consecutiva, si portano ai minimi da quasi un anno attestandosi a 2,0 milioni di MWh (-8,9%) (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

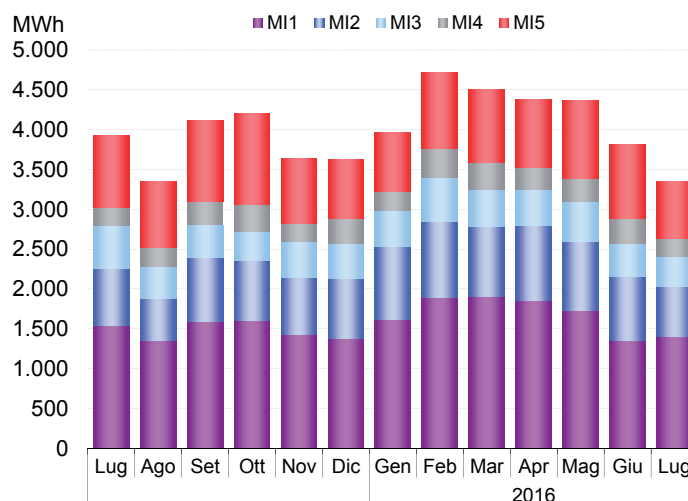
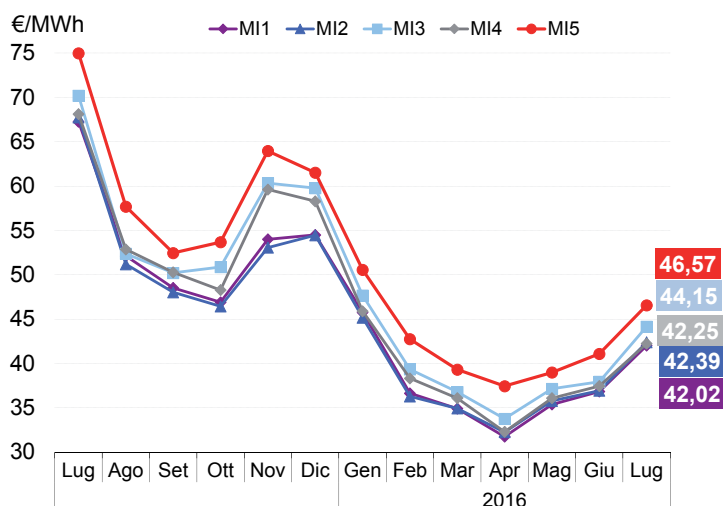
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	42,85	-36,8%	27.143.942	36.484	-2,9%
MI1 (1-24 h)	42,02 (-1,9%)	-37,5%	1.039.148	1.397	-8,9%
MI2 (1-24 h)	42,39 (-1,1%)	-37,4%	469.944	632	-12,7%
MI3 (9-24 h)	44,15 (-2,5%)	-37,1%	184.425	372	-29,7%
MI4 (13-24 h)	42,25 (-7,3%)	-38,0%	83.632	225	-3,9%
MI5 (17-24 h)	46,57 (-2,6%)	-37,9%	179.432	724	-20,1%



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

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

Fonte: GME



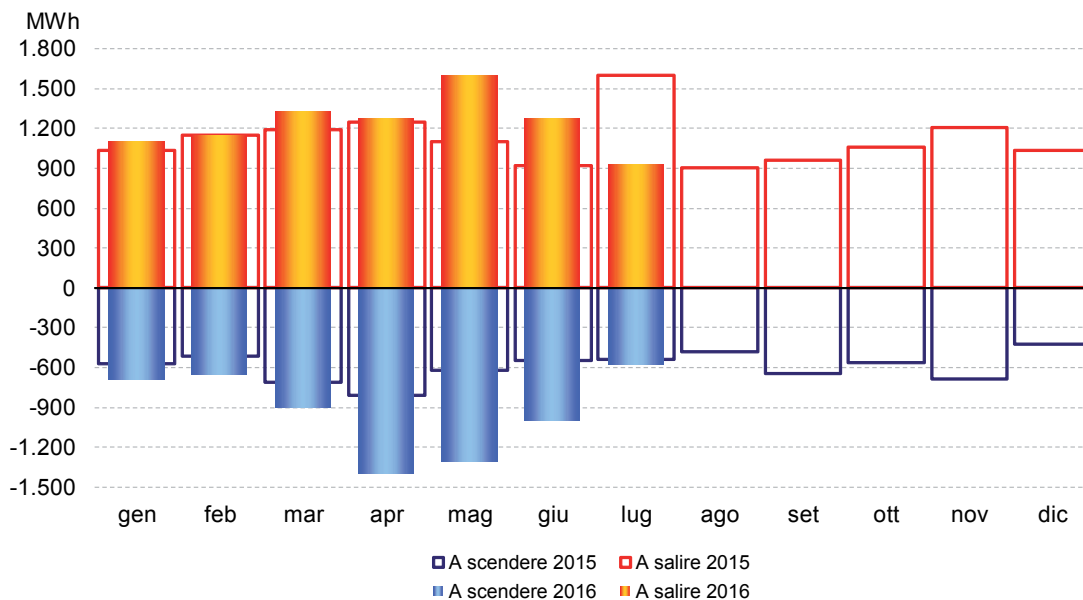
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A luglio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, dopo i sensibili incrementi registrati nei mesi precedenti, segnano una decisa inversione di tendenza scendendo a 689 mila MWh (-42,2%). Ancora un

aumento, anche se il più contenuto da inizio anno, per le vendite di Terna sul mercato a scendere che si attestano a 433 mila MWh (+8,5%) (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra solo 3 negoziazioni per complessivi 10 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 1,8 milioni di MWh, in flessione del 16,7% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi di tutti i prodotti scambiati (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Agosto 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 42,40 €/MWh sul baseload e 41,30 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 499 e 15 MW, per complessivi 375 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Agosto 2016	42,40	+0,0%	-	-	-	-	-	499	371.256
Settembre 2016	41,14	-4,0%	1	3	-	3	-	492	354.240
Ottobre 2016	43,13	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2016	44,49	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	44,80	-1,3%	1	3	-	3	-40,0%	482	1.064.738
I Trimestre 2017	44,03	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	37,90	+0,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	43,68	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	42,30	+0,0%	-	-	-	-	-	40	350.400
Totale			2	6	-	6			1.769.378

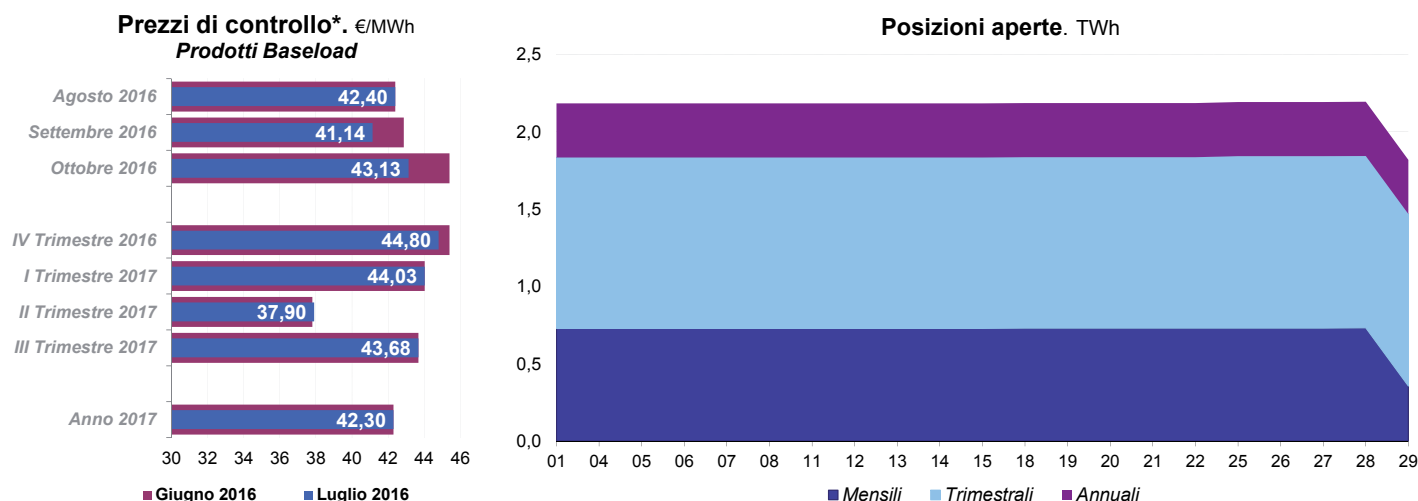
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Agosto 2016	41,30	-3,4%	1	5	-	5	-	15	4.140
Settembre 2016	44,10	-6,8%	-	-	-	-	-	10	2.640
Ottobre 2016	48,59	-7,7%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2016	54,91	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	51,86	-1,0%	-	-	-	-	-	60	46.800
I Trimestre 2017	48,46	-2,8%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	39,80	+1,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	47,30	-0,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	47,63	-0,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	5	-	5			49.440
TOTALE			3	11	-	11			1.818.818

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

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2016, pari a 32,0 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale dell'8,6% determinata ancora dalla pesante contrazione (-84,1%) delle negoziazioni concluse su MTE, ancora sui livelli più bassi da oltre cinque anni a quota 402 mila MWh, ma anche dalla riduzione delle transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 31,6 milioni di MWh (-2,7%) (Tabella 9).

Prosegue anche la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 16,1 milioni di MWh (-5,7%).

In discesa anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che si porta a 1,98 (-0,07 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,3 milioni di MWh, si riducono dell'8,5% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma che scendono a 7,8 milioni di MWh (-2,7%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,0 milioni di MWh (-2,0%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,2 milioni di MWh (-18,5%).

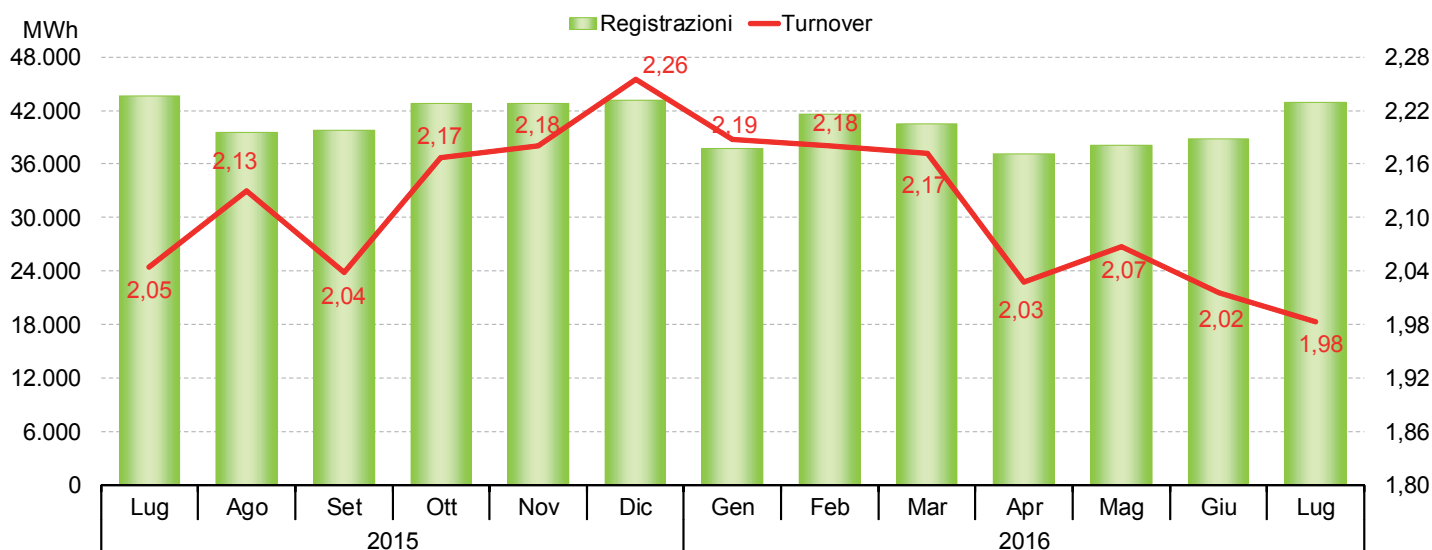
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.457.079	- 5,0%	26,5%	Richiesti	10.087.452	+1,8%	100,0%	12.955.829	-2,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	463.992	- 29,2%	1,5%	di cui con indicazione di prezzo	4.131.056	+21,7%	41,0%	-	-	-
<i>Peak</i>	528.054	- 13,1%	1,7%	Rifiutati	1.804.924	+109,6%	17,9%	-	-	-
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.798.313	+109,4%	17,8%	-	-	-
Totale Standard	9.449.125	- 7,0%	29,6%							
Totale Non standard	22.108.790	- 0,8%	69,2%	Registrati	8.282.528	-8,5%	82,1%	12.955.829	-2,0%	100,0%
PCE bilaterali	31.557.915	- 2,7%	98,7%	di cui con indicazione di prezzo	2.332.742	-8,0%	23,1%	-	-	-
MTE	402.336	- 84,1%	1,3%	Sbilanciamenti a programma	7.835.036	-2,7%		3.161.735	-18,5%	
TOTALE PCE	31.960.251	- 8,6%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.673.301	+12,1%	
POSIZIONE NETTA	16.117.564	- 5,7%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia registrano un significativo calo su base annua (-7,6%) determinato principalmente dal settore termoelettrico in flessione del 19,4%. Va comunque considerato che luglio 2015 presentava due giorni lavorativi in più ed un picco della domanda elettrica legato alle elevate temperature registrate nel mese. Stabili i consumi del settore industriale (-0,2%), mentre prosegue la crescita di quelli civili (+6,9%). Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-25,6%) e si riducono

lievemente anche le importazioni di gas naturale (-0,7%). Aumentano, inoltre, le iniezioni nei sistemi di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese in crescita del 14,3%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 7,9% della domanda complessiva di gas naturale (3,4 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con il prezzo del comparto G+1 (16,52 €/MWh) allineato alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

Nel mese di luglio i consumi di gas naturale in Italia segnano una sensibile contrazione, la più importante degli ultimi cinque mesi, attestandosi a 4.139 milioni di mc (-7,6%). Il calo investe soprattutto i consumi del settore termoelettrico che, penalizzati dalla ripresa della produzione rinnovabile e dai fattori di clima (temperature meno torride rispetto ad un anno fa) e di calendario (due giorni lavorativi in meno), scendono a 1.931 milioni di mc (-19,4%). Prosegue, invece, la ripresa dei consumi del settore civile attestatisi a 994 milioni di mc (+6,9%), mentre si mantengono pressoché invariati, dopo tre rialzi tendenziali consecutivi, quelli del settore industriale a quota 1.036 milioni di mc (-0,2%). Tornano a crescere, infine, le esportazioni che salgono a 179 milioni di mc (+54,6%).

Dal lato offerta si conferma la flessione, ininterrotta da novembre 2012, della produzione nazionale scesa a 403 milioni di mc

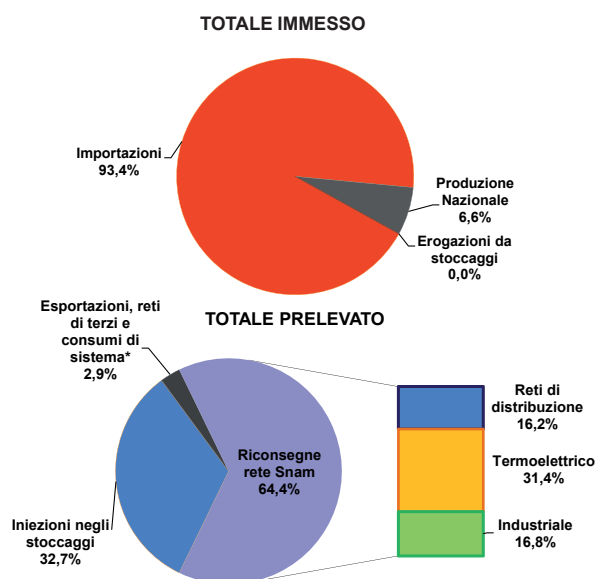
(-25,6%), valore più basso da oltre un decennio; tornano in calo, dopo oltre un anno, anche le importazioni di gas naturale che si attestano a 5.747 milioni di mc (-0,7%). Tra i punti di entrata, ancora in evidenza le importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi risultano più duplicati rispetto ad un anno fa (1.775 mln mc, +151,1%). In significativa flessione, invece, le importazioni del gas libico a Gela attestatesi a 395 mln mc (-36,6%), così come quelle dal Nord Europa a Passo Gries scese a 873 mln mc (-29,4%) e quelle dalla Russia a Tarvisio (1.891 mln mc, -32,1%). Tra i terminali GNL in decisa crescita Cavarzere (532 milioni di mc, +22,9%) e ripartono Panigaglia (82 milioni di mc) e Livorno (198 milioni di mc).

Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.011 milioni di mc, in crescita dell'8,8% rispetto a luglio 2015; nulle le erogazioni così come un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.747	60,8	-0,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.775	18,8	+151,1%
Tarvisio	1.891	20,0	-32,1%
Passo Gries	873	9,2	-29,4%
Gela	395	4,2	-36,6%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	82	0,9	+7008,5%
Cavarzere (GNL)	532	5,6	+22,9%
Livorno (GNL)	198	2,1	-
Produzione Nazionale	403	4,3	-25,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.150	65,1	-2,8%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.960	41,9	-9,2%
Industriale	1.036	11,0	-0,2%
Termoelettrico	1.931	20,4	-19,4%
Reti di distribuzione	994	10,5	+6,9%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	179	1,9	+54,6%
TOTALE CONSUMATO	4.139	43,8	-7,6%
Iniezioni negli stoccaggi	2.011	21	+8,8%
TOTALE PRELEVATO	6.150	65,1	-2,8%



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

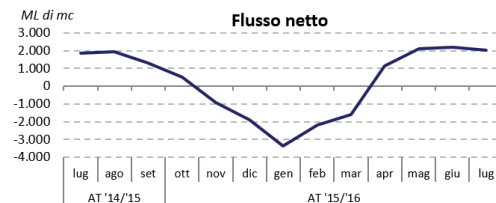
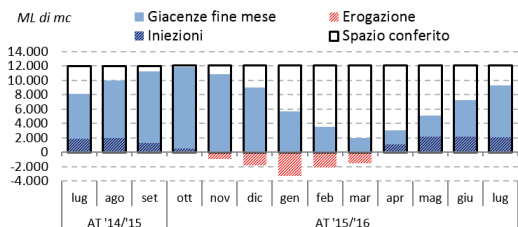
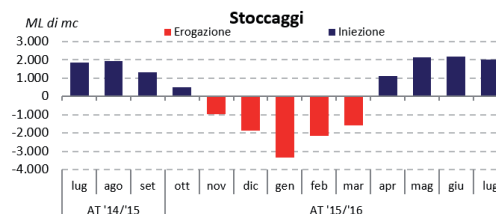
Nell'ultimo giorno del mese di luglio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 9.248 milioni di mc, in aumento del 14,3% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 76,6%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+8,8 p.p.).

quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), al terzo aumento congiunturale consecutivo (+0,08 €/MWh, +0,5%), ma ancora in decisa flessione rispetto ad un anno fa (-7,19 €/MWh, -30,8%), si attesta a 16,15 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2016)	9.248	+14,3%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.011	+8,8%
Flusso netto	2.011	+8,8%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	76,6%	+8,8 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A luglio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,4 milioni di MWh, pari al 7,9% della domanda complessiva di gas naturale (7,4% a luglio 2015), la maggior

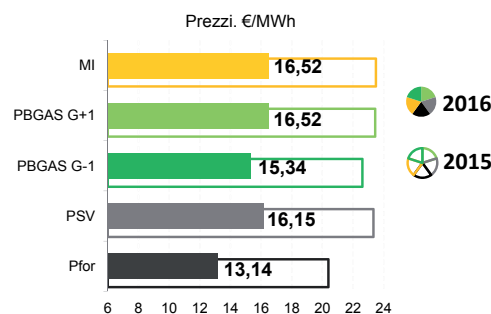
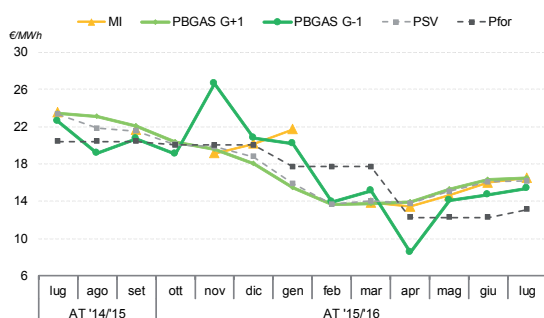
parte dei quali (74,3%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	16,52	(23,49)	16,30	14.800	(113.200)
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	15,34	(22,61)	13,13	873.185	(179.620)
Comparto G+1	16,52	(23,44)	15,91	2.561.731	(3.205.065)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale			Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2016-07	-	-	16,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-08	-	-	56,596	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-08	-	-	55,306	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-09	-	-	103,464	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-10	-	-	61,600	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-11	-	-	61,068	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	61,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-03	-	-	72,762	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	66,913	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	67,520	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	67,746	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-	-	-	-	-	-	-

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), i volumi scambiati scendono a 2,6 milioni di MWh (-20,1%), ai minimi da giugno 2015. Ancora in consistente flessione tendenziale il prezzo medio attestatosi a 16,52 €/MWh (-29,5%), appena sopra (+45 cent. di €/MWh) la quotazione al PSV.

Nei 10 giorni, sui 31 di luglio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 775 mila MWh, di cui l'86,7%, pari a 672 mila

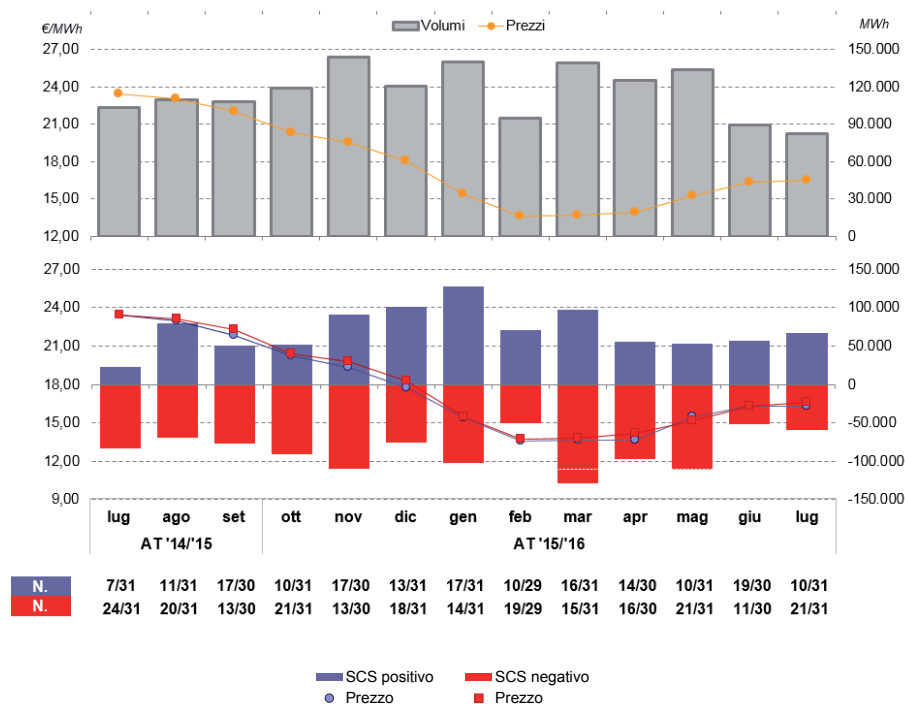
MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 16,32 €/MWh (-30,5% su base annua). Nei restanti 21 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, di cui il 68,9%, pari a 1,2 milioni di MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 16,61 €/MWh (-29,1%).

Complessivamente il 74,3% dei volumi scambiati (1,9 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 25,7% da scambi tra operatori, pari 659 mila MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo	negativo
			n.giorni 10/31	n.giorni 21/31
Prezzo medio. €/MWh	16,52	<i>(-29,5%)</i>	16,32	16,61
Acquisti. MWh	2.561.731	<i>(-20,1%)</i>	775.118	1.786.613
RdB	1.230.816	<i>(-38,8%)</i>		1.230.816
Operatori	1.330.915	<i>(+11,4%)</i>	775.118	555.796
Vendite. MWh	2.561.731	<i>(-20,1%)</i>	775.118	1.786.613
RdB	671.744	<i>(+313,2%)</i>	671.744	
Operatori	1.889.987	<i>(-37,9%)</i>	103.375	1.786.613
<i>Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente</i>				
Partecipazione al mercato				
	Totale		<i>lato acquisto</i>	<i>lato vendita</i>
Operatori attivi. N°	50		43	36



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a luglio sono stati scambiati 873 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 15,34 €/MWh. Complessivamente, nelle quindici sessioni con scambi nel mese, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre

presentato un'offerta di vendita soddisfatta da acquisti degli operatori prevalentemente nelle zone Stogit (35,8%) e LNG (29,1%), con prezzi variati tra i 14,86 €/MWh della zona Import e i 16,10 €/MWh della zona Stogit.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	14,86	14,95	15,60	16,10	-	-	15,34
Volumi. MWh	159.854	146.113	254.410	312.808	-	-	873.185
Operatori. N.	8	4	1	12	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di luglio si caratterizza per un generale calo delle quotazioni osservate in Europa sui mercati energetici a pronti, comunque ancora decisamente inferiori ai valori di un anno

fa. Tale tendenza si proietta sui rispettivi mercati a termine, caratterizzati da segnali moderatamente rialzisti su tutti gli orizzonti temporali.

Dopo quattro mesi si arresta il trend rialzista della quotazione del greggio, attestandosi sui 45 \$/bbl, livello che rimane tra i più bassi degli ultimi anni (-6% mensile; -21% annuo). La stessa dinamica del Brent si osserva anche per la quotazione del gasolio (399 \$/MT; -9% su giugno), mentre rimane sostanzialmente stabile su base congiunturale il prezzo dell'olio combustibile (226 \$/MT).

Anche le quotazioni a termine per gli stessi prodotti, in particolare Brent e gasolio, segnano un ribasso rispetto al mese scorso, sebbene la curva dei prezzi per i prossimi dodici mesi si mantenga su valori progressivamente più alti rispetto all'attuale livello a pronti. D'altro canto, si consolida invece la

moderata propensione alla crescita del carbone, salito a 57 \$/MT sui mercati europei (+12% su giugno), valore confermato più basso di quelli cinese e sudafricano. Al contrario degli altri combustibili, i prezzi a termine per il carbone chiudono il mese al rialzo, continuando ad indicare un premio di almeno di 2 \$/MT per le scadenze di breve e medio termine.

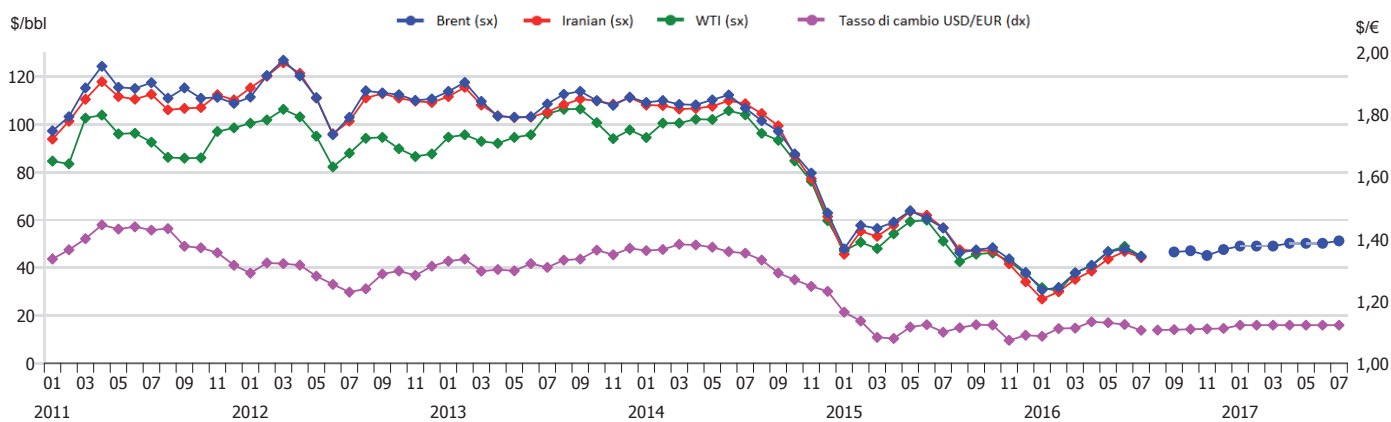
Nella loro conversione in euro le quotazioni dei combustibili mantengono sostanzialmente invariata l'intensità delle loro variazioni mensili e annue, in virtù delle deboli oscillazioni osservate sul cambio USD/EUR, posizionatosi intorno a 1,11 \$/€ e atteso stabile per i prossimi mesi.

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Lug 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 16	Var M-1 (%)	Set 16	Var M-1 (%)	Ott 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	44,74	- 6 %	- 21 %	-	-	-	46,52	- 8 %	46,09	-	50,03	-
	€/bbl	40,47	- 5 %	- 21 %	-	-	-	41,99	-	41,55	-	44,57	-
OLIO COMB.	\$/MT	225,75	+ 0 %	- 25 %	250,35	232,11	- 1 %	231,70	- 2 %	226,40	-	249,28	- 3 %
	€/MT	204,18	+ 2 %	- 26 %	-	209,75	-	209,15	-	204,10	-	222,07	-
GASOLIO	\$/MT	398,66	- 9 %	- 22 %	442,50	407,73	- 9 %	413,90	- 8 %	410,54	-	450,05	-
	€/MT	360,56	- 7 %	- 23 %	-	368,46	-	373,63	-	370,09	-	400,93	-
CARBONE	\$/MT	57,20	+ 12 %	- 2 %	54,05	59,04	+ 10 %	60,04	+ 14 %	60,78	-	59,04	+ 9 %
	€/MT	51,73	+ 14 %	- 3 %	-	53,35	-	54,20	-	54,79	-	52,60	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,11	- 2 %	+ 1 %	-	1,11	- 2 %	1,11	- 2 %	1,11	-	1,12	- 2 %

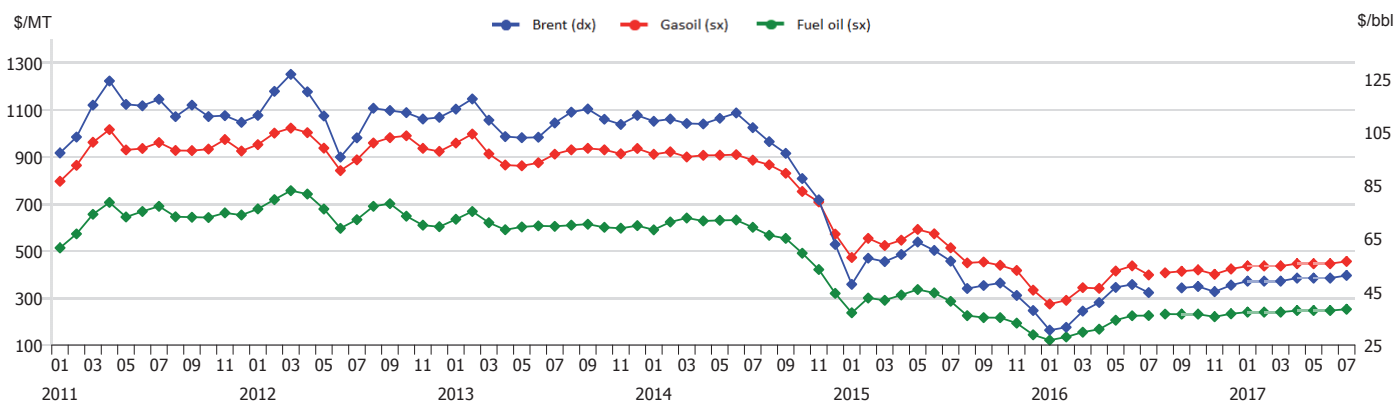
Fonte: Thomson-Reuters

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



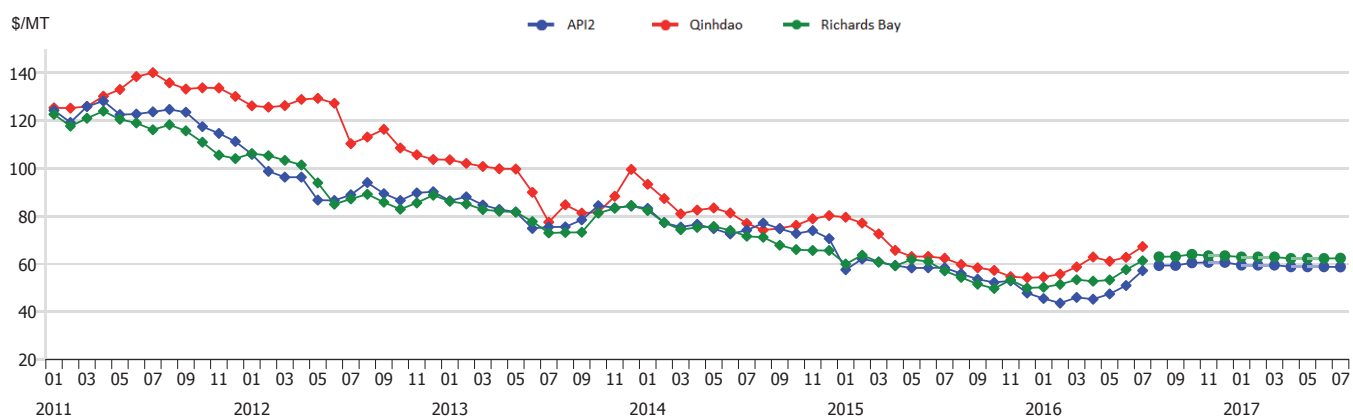
Fonte: Thomson-Reuters

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

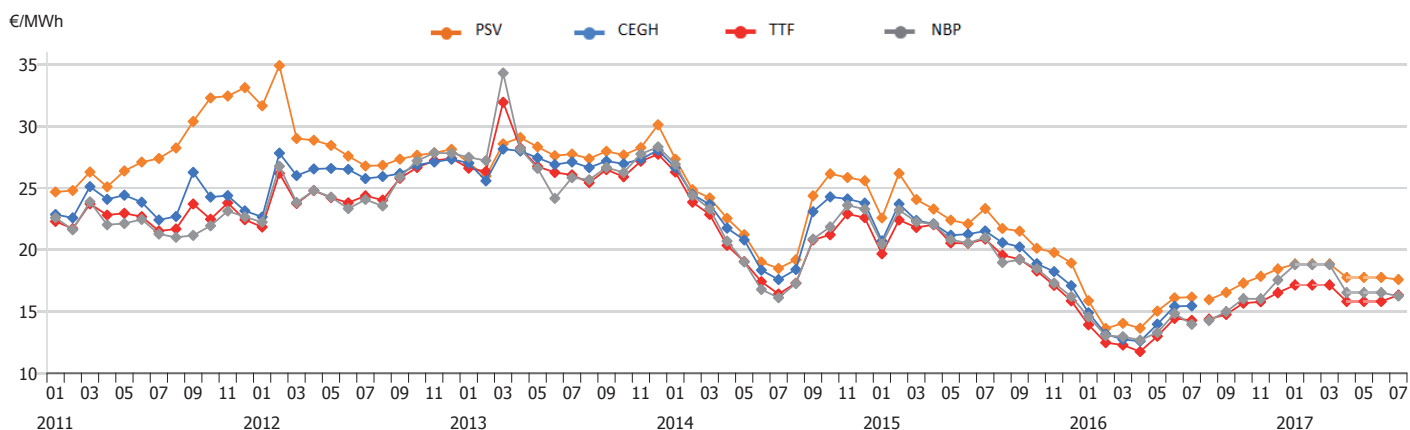
Sui principali hub europei del gas le quotazioni rimangono stabili sui livelli dello scorso mese e molto inferiori ai valori di un anno fa, attestandosi sui 14/16 €/MWh e confermando uno spread di circa 2 €/MWh tra il PSV italiano (16,17 €/MWh) e il TTF (14,28 €/MWh). Sfugge a questo andamento il NBP britannico

caratterizzato da un più intenso ribasso congiunturale (13,95 €/MWh; -6%). In linea con quelle di giugno anche le quotazioni a termine che continuano a segnalare aspettative rialziste almeno fino al primo trimestre 2017.

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	Lug 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 16	Var M-1 (%)	Set 16	Var M-1 (%)	Ott 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PSV	IT	16,17	+ 0 %	- 31 %	16,02	15,95	- 1 %	16,74	+ 1 %	17,73	-	18,45	+ 3 %
TTF	NL	14,28	- 1 %	- 32 %	14,32	14,37	- 1 %	14,76	+ 1 %	15,73	-	16,69	+ 2 %
CEGH	AT	15,45	+ 0 %	- 28 %	15,35	15,80	+ 2 %	16,04	+ 2 %	16,71	-	-	-
NBP	UK	13,95	- 6 %	- 34 %	13,66	14,26	- 3 %	14,98	- 1 %	16,02	-	17,41	+ 1 %



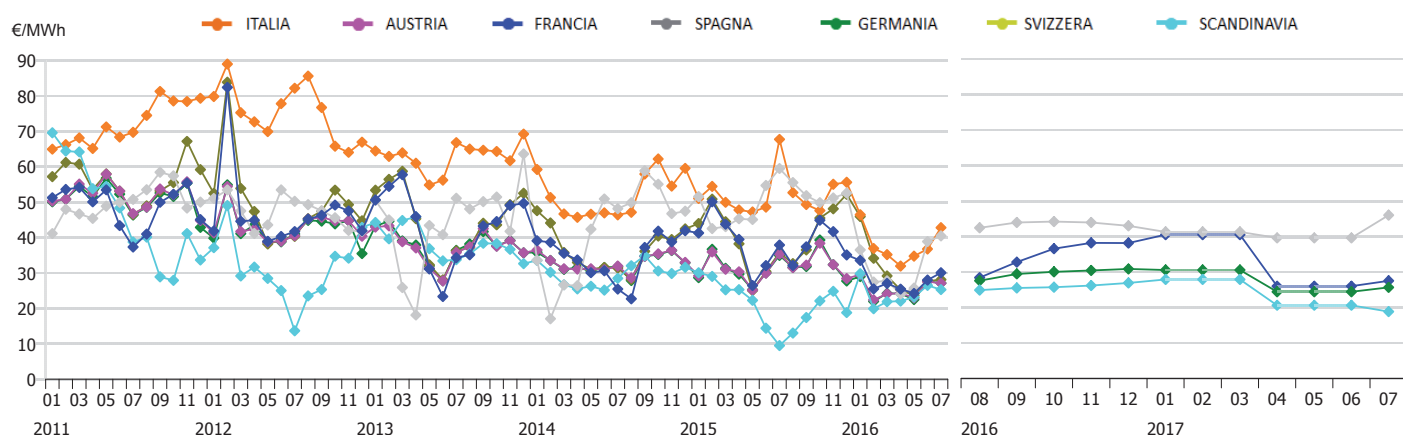
Sui mercati elettrici, infine, le quotazioni, in generale forte calo rispetto ai valori molto elevati di un anno fa, si posizionano sui 25/30 €/MWh in Europa centro-settentrionale, mostrando riduzioni congiunturali di intensità variabile su base locale (-1/-5%) a cui sfugge esclusivamente il riferimento francese (+7%), e sui 40/43 €/MWh nei paesi dell'area mediterranea, dove l'aumento di prezzo più significativo si osserva in Italia (+16%) in linea con il tipico andamento stagionale dei

consumi. In conseguenza di tali dinamiche lo spread tra l'Italia e la Francia sale a luglio attorno ai 13 €/MWh, risultando circa 3 €/MWh più alto rispetto al dato medio registrato nel primo semestre dell'anno. Più uniformi, invece, le indicazioni provenienti dai mercati a termine, dove si evidenzia per il medio e lungo periodo una tendenza al rialzo per quasi tutte le quotazioni a termine, molto accentuata soprattutto sui prezzi francesi.

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	Lug 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 16	Var M-1 (%)	Set 16	Var M-1 (%)	Ott 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	42,85	+ 16 %	- 37 %	46,55	42,40	+ 1 %	43,05	+ 2 %	45,40	-	42,30	+ 2 %
FRANCIA	30,11	+ 7 %	- 21 %	26,28	28,41	+ 10 %	32,78	+ 5 %	37,40	-	33,23	-
GERMANIA	27,19	- 2 %	- 22 %	25,60	27,57	+ 4 %	29,48	+ 1 %	30,25	-	27,46	-
SPAGNA	40,53	+ 4 %	- 32 %	43,30	42,48	- 3 %	43,94	- 5 %	44,10	-	42,47	-
AREA SCANDINAVA	25,34	- 4 %	+ 165 %	23,40	24,90	+ 7 %	25,50	+ 6 %	25,96	-	22,53	-
AUSTRIA	27,14	- 2 %	- 23 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	28,17	+ 2 %	- 21 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



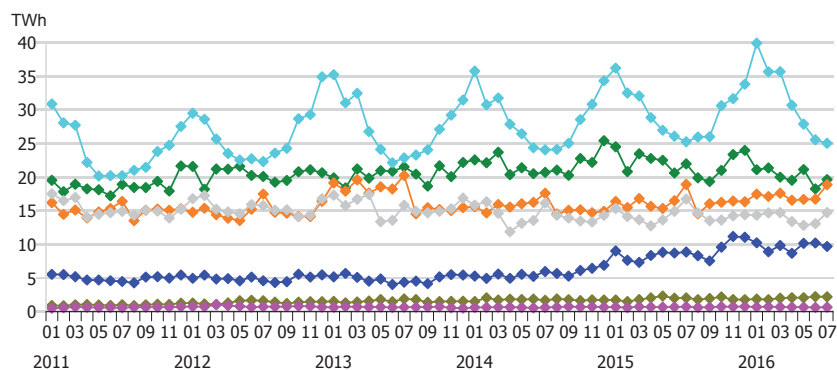
In relazione ai volumi di energia elettrica movimentati a pronti, Epex, la borsa di riferimento per Germania, Francia e Svizzera, si mantiene ancora il listino più capiente, evidenziando rispetto allo scorso anno un aumento delle quantità scambiate sui mercati francese (9,7 TWh; +9%) e svizzero (2,2 TWh; +7%).

L'energia movimentata, in lieve calo nell'area scandinava, si mantiene sui livelli dello scorso anno in Italia (19 TWh circa), mostrando una ripresa congiunturale collegata anch'essa ai movimenti stagionali della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Lug 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	18,9	+ 13 %	- 0 %
FRANCIA	9,7	- 5 %	+ 9 %
GERMANIA	19,6	+ 8 %	- 11 %
SPAGNA	14,7	+ 13 %	- 12 %
AREA SCANDINAVA	25,0	- 2 %	- 1 %
AUSTRIA	0,7	+ 6 %	- 7 %
SVIZZERA	2,2	- 1 %	+ 7 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2016 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 515.493 TEE, in aumento rispetto ai 177.621 TEE scambiati a giugno.

Dei 515.493 TEE sono stati scambiati 163.878 TEE di Tipo I, 257.645 TEE di Tipo II, 72.614 TEE di Tipo II CAR, 21.356 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 132,34 € (134,14 € a giugno), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 131,56 € (136,02 € a giugno) e i Tipo II-CAR a 134,09 € (130,09 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 130,49 € (rispetto a 133,69 € di giugno).

Nel mese di luglio, si registra, sul mercato, una diminuzione dei

prezzi medi rispetto al mese precedente, per i TEE di Tipo I pari a 1,34 %, per i TEE di Tipo II di 3,27 %, e per i TEE di Tipo III pari a 2,40 %; mentre, per i TEE di Tipo II-CAR, si registra, un aumento pari a 3,07 %, rispetto al mese di giugno.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.804.833 TEE (1.182.443 di Tipo I, 1.845.354 di Tipo II, 572.285 di Tipo II CAR, 204.751 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 41.538.106 TEE.

Di seguito le tabelle e i grafici mensili e annuali, riassuntivi dei volumi e dei prezzi del mercato dei TEE, e l'istogramma relativo ai TEE emessi.

TEE risultati del mercato del GME - luglio 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	163.878	21.687.673,44	126,50	137,90	132,34
Tipo II	257.645	33.896.783,76	125,00	137,90	131,56
Tipo II-CAR	72.614	9.736.875,49	128,00	138,00	134,09
Tipo III	21.356	2.786.749,51	128,00	138,00	130,49
Totale	515.493	68.108.082,20			132,12

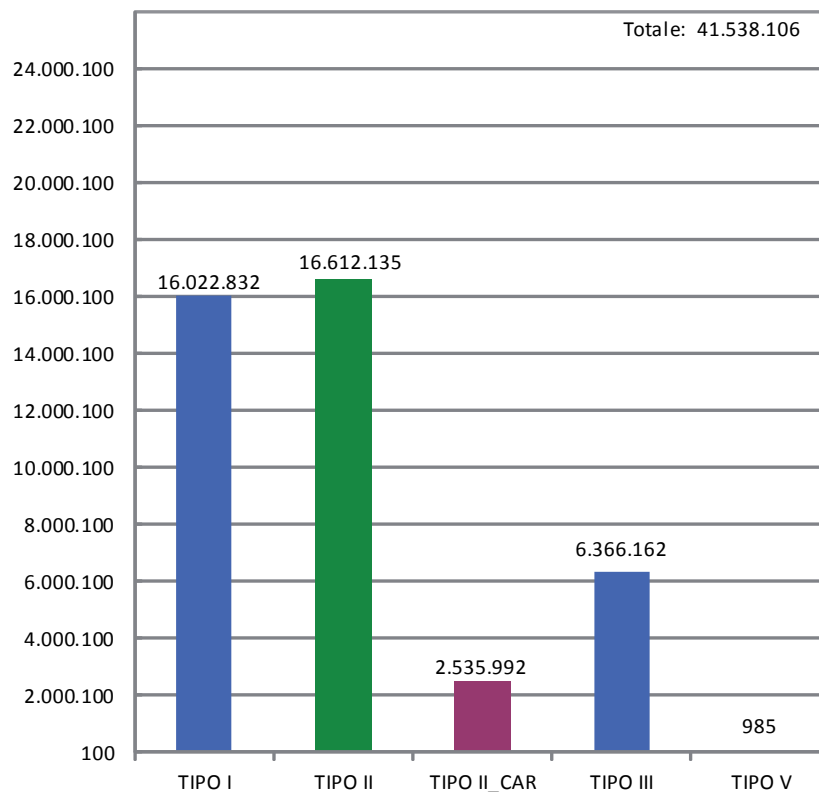
TEE risultati del mercato del GME - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	1.121.747	141.497.977,46	105,00	154,90	126,14
Tipo II	1.616.333	204.879.833,12	105,00	155,00	126,76
Tipo II-CAR	268.240	33.655.415,30	106,00	151,95	125,47
Tipo III	239.225	30.452.661,82	105,80	151,95	127,30
Totale	3.245.545	410.485.887,70			126,48

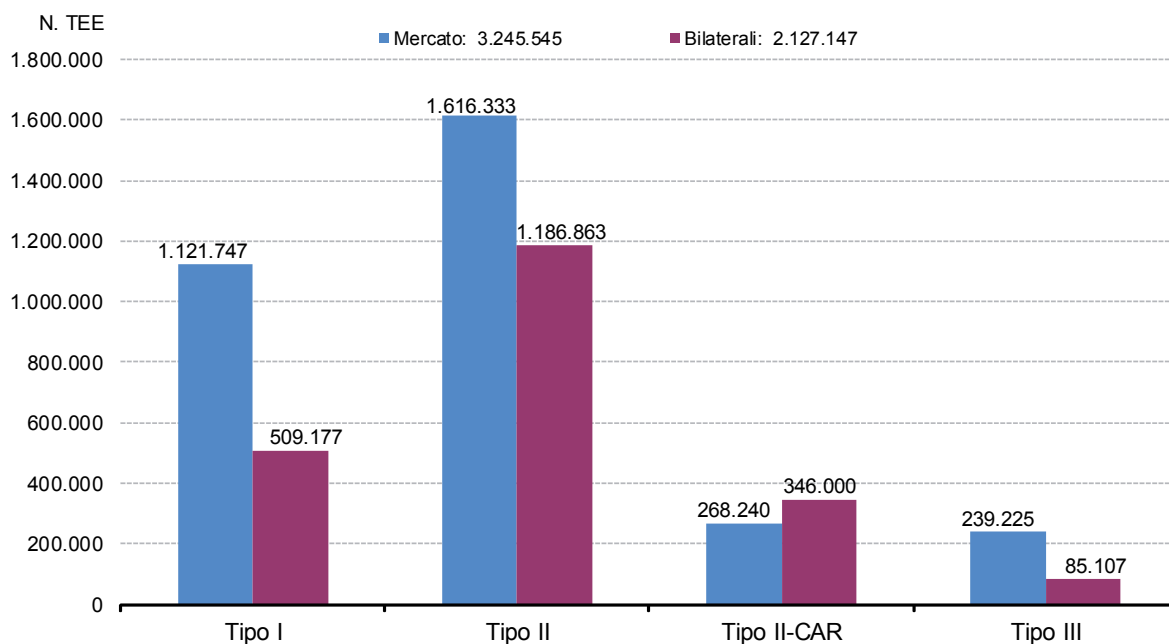
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine luglio 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



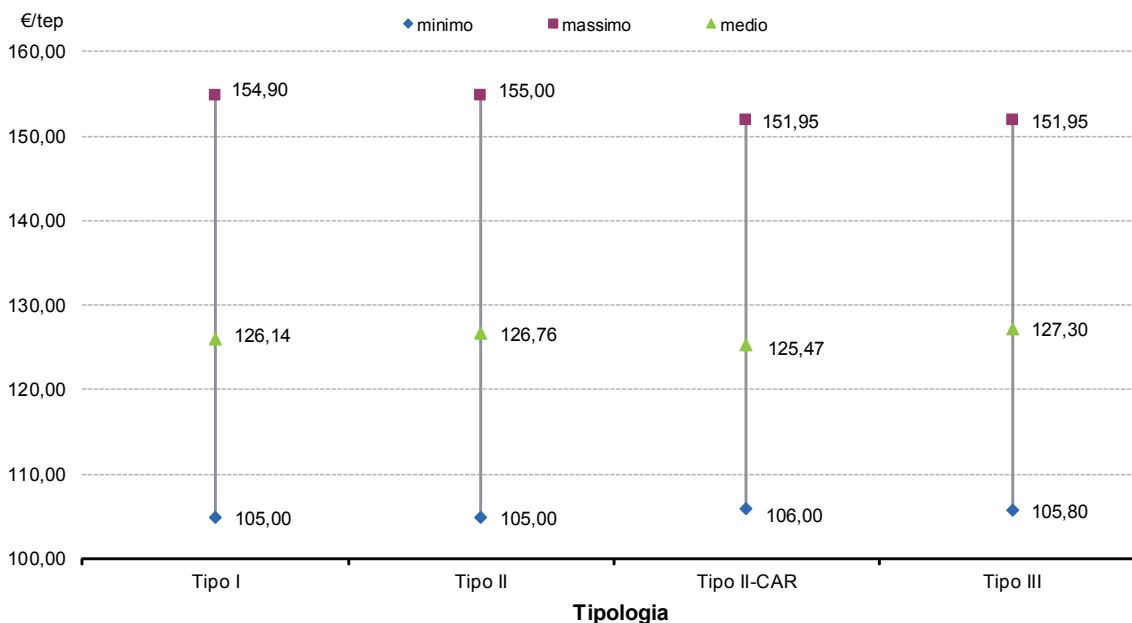
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



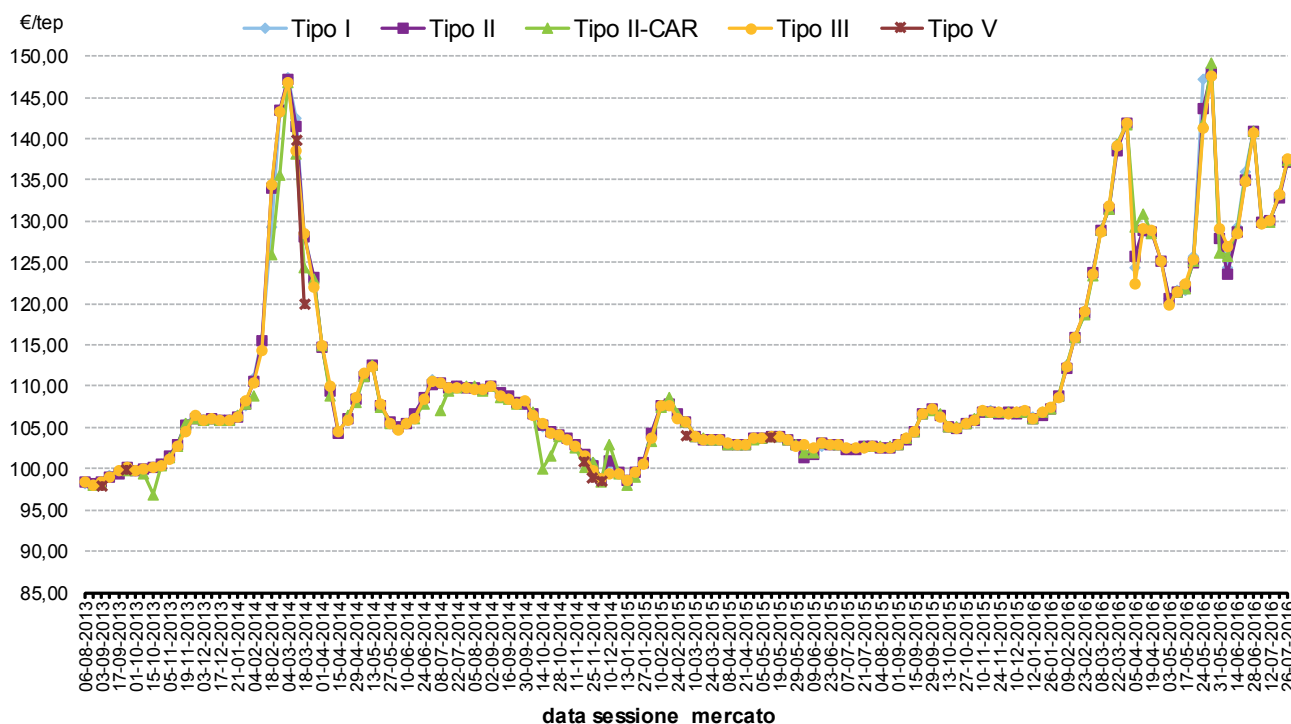
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di luglio 2016 sono stati scambiati 317.087 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (91.627 TEE nel mese di giugno 2016). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 114,92 €/tep

(90,12 €/tep lo scorso mese), minore di 17,20 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (134,94 €/tep a giugno). Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - luglio 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	50.079	6.686.634,04	0,00	140,30	133,52
Tipo II	129.600	14.836.818,59	0,00	140,30	114,48
Tipo II-CAR	127.775	13.695.317,93	0,00	137,48	107,18
Tipo III	9.633	1.221.205,10	0,00	136,25	126,77
Totale	317.087	36.439.975,66			114,92

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

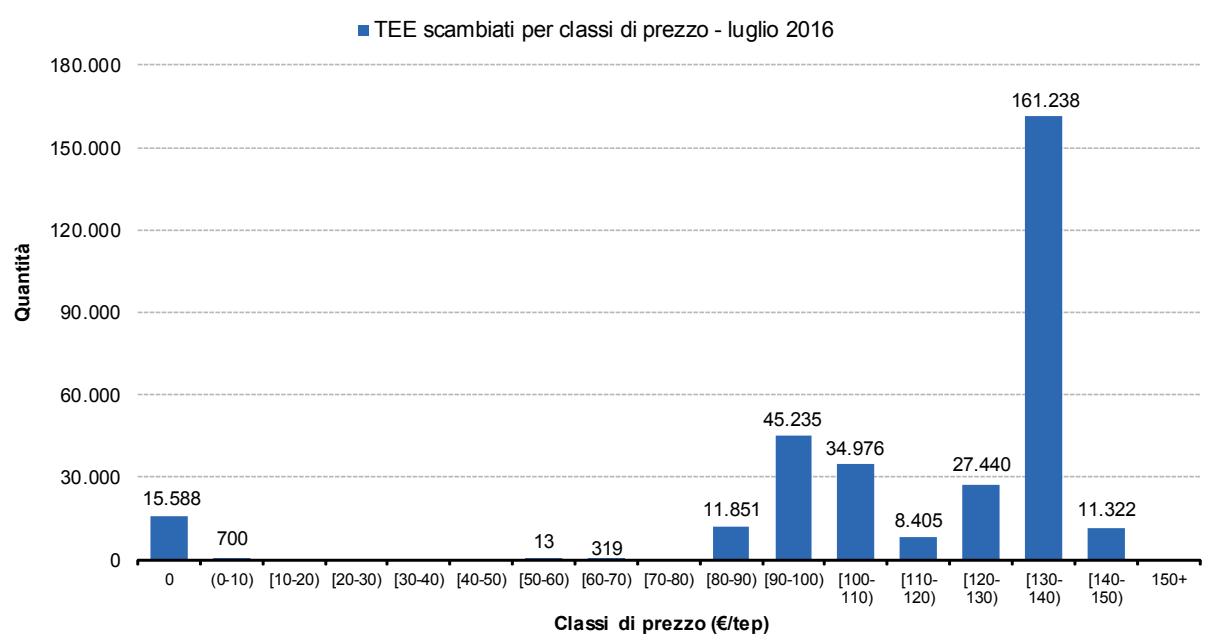
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	509.177	54.032.540,15	0,00	155,00	106,12
Tipo II	1.186.863	117.312.993,28	0,00	155,00	98,84
Tipo II-CAR	346.000	37.077.828,13	0,00	145,00	107,16
Tipo III	85.107	9.890.430,84	0,00	155,00	116,21
Totale	2.127.147	218.313.792,40			102,63

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

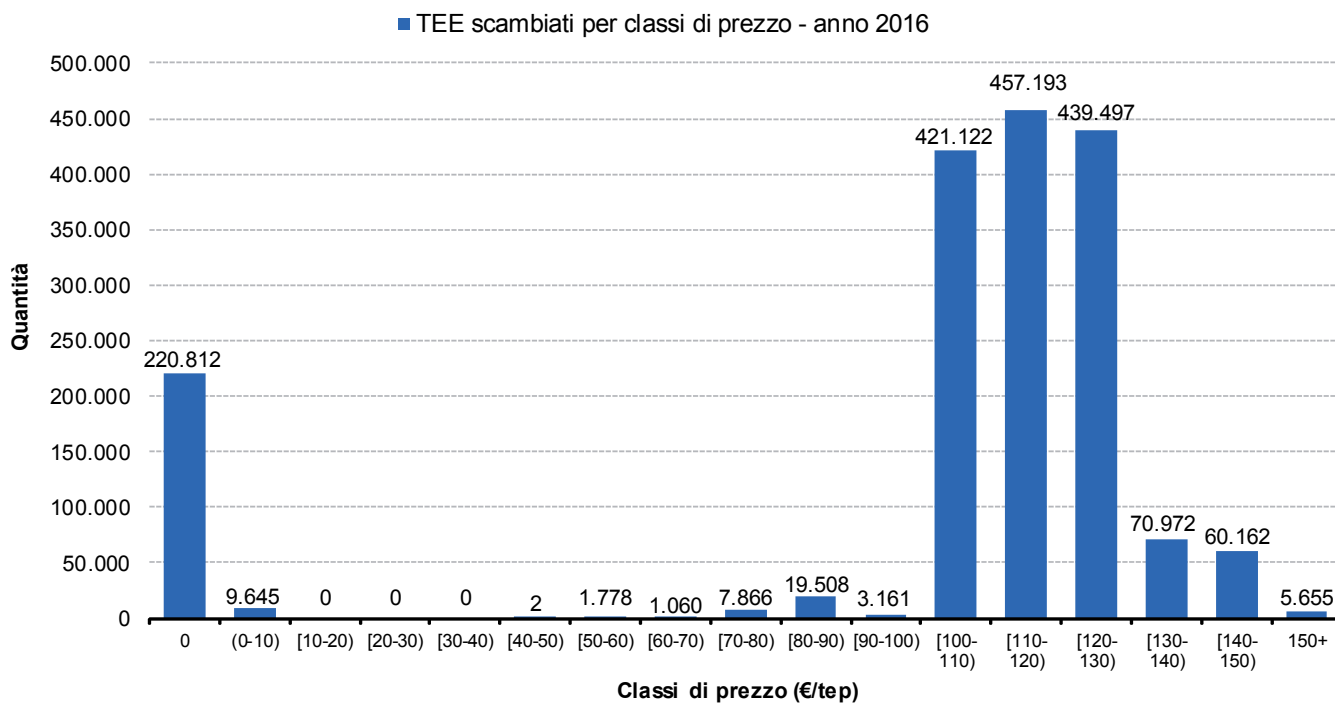
TEE scambiati per classi di prezzo - luglio 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



IL MERCATO PETROLIFERO NEL 2016: L'ILLUSIONE DELLA STABILITÀ

di Lisa Orlandi, RIE

(continua dalla prima)

2) la tenuta della domanda, con previsioni di crescita di 1,4 mil. bbl/g nel 2016, con l'India che ha preso il posto della Cina come pacesetter dei consumi mondiali. Il combinato

disposto di queste dinamiche attese rappresenterebbe un evidente cambio di scenario rispetto al recente passato.

Fonte: AIE per domanda e offerta 2012 - 2015 e per domanda 2016; stime RIE per offerte 2015

Crescita dell'offerta (mil. bbl/g)		Crescita della domanda (mil. bbl/g)	
2012	+2,2	2012	+1,1
2013	+0,5	2013	+1,2
2014	+2,3	2014	+0,8
2015	+2,5	2015	+1,8
2016 (e)	0/-0,5	2016 (e)	+1,4

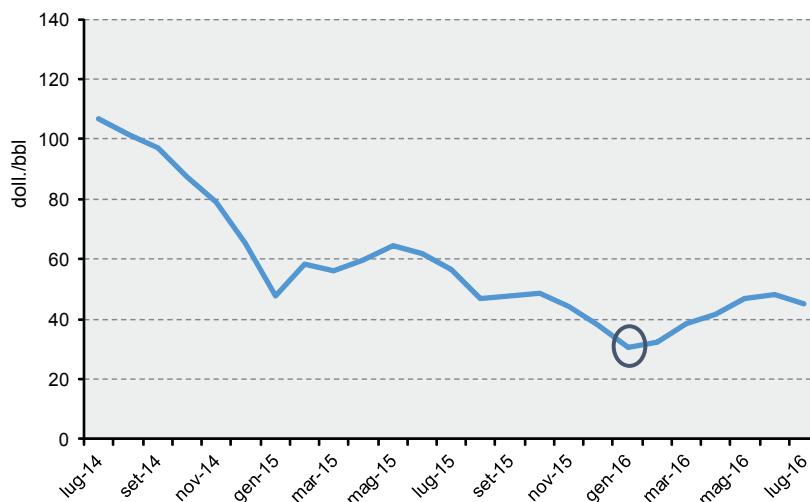
Il peggio è passato?

L'evoluzione dei prezzi che sta accompagnando la stagione estiva ha inevitabilmente indotto a porsi questo interrogativo, con la memoria del drastico calo di inizio anno ancora troppo vivida per non azzardare paragoni. Qualche giorno prima dell'uscita della Gran Bretagna dall'Unione Europea, a

seguito del referendum dello scorso 23 giugno, si è avviato un progressivo ridimensionamento che si è consolidato in luglio: a fine mese, i prezzi si sono riportati in prossimità dei 40 dollari al barile, perdendo oltre 10 dollari rispetto ai picchi di giugno.

Andamento del Brent Dated (luglio 2014-luglio 2016)

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts

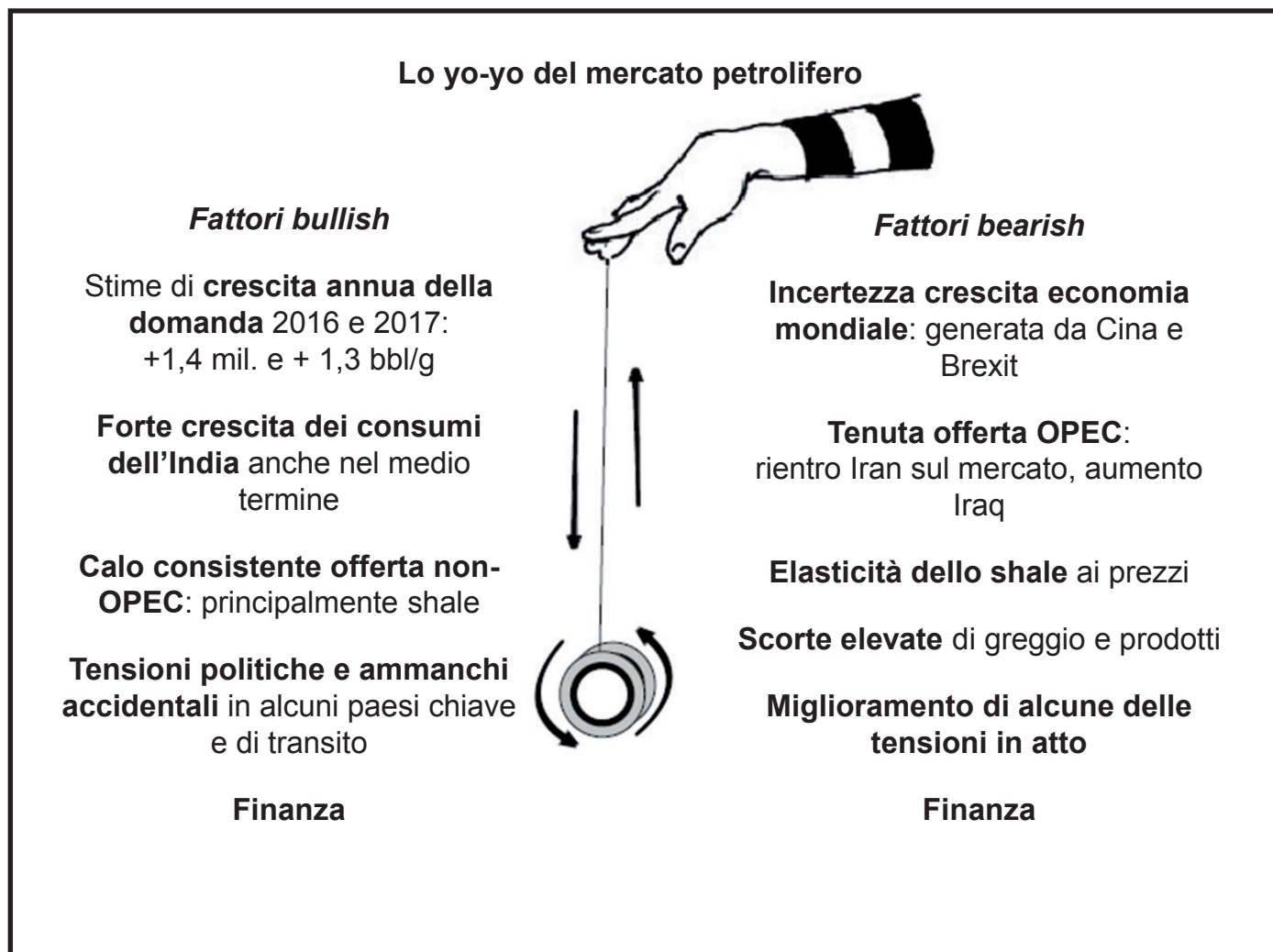


IL MERCATO PETROLIFERO NEL 2016: L'ILLUSIONE DELLA STABILITÀ

La finanza, ancora protagonista, ha liquidato buona parte delle posizioni lunghe che nel rally primaverile avevano amplificato al rialzo il corso delle quotazioni, esercitando un'evidente pressione ribassista che si affianca ad un sentiment generale più negativo e più ancorato ai fondamentali correnti che non a quelli attesi. In realtà, una spiegazione di questo tipo – per quanto veritiera - rischia di essere parziale ed eccessivamente semplicistica per un mercato che ogni anno si arricchisce di nuove incognite e in cui i vecchi equilibri sono

stati ormai soppiantati da un “nuovo ordine” da cui non si può più prescindere quando si vuole tentare un'analisi o, ancor di più, una previsione.

Continuiamo a ritenere che la direzione che il mercato seguirà sia quella del progressivo riequilibrio domanda / offerta che va già mostrando – come sopra descritto – segnali inequivocabili. Tuttavia, le diverse variabili ed incognite in gioco condizionano, ora in un senso ora in un altro, i tempi del suo effettivo concretizzarsi.



Dal 27 novembre 2014, l'OPEC non dirige più il traffico: la strategia di difesa della quota di mercato si è tradotta in continui aumenti produttivi e nell'incapacità a trovare accordi interni, con l'Iran che non vuole vincoli alla sua recente "libertà", l'Arabia Saudita che non accenna a correggere il tiro, l'Iraq che segna nuovi record nonostante le tensioni intestine.

La fermezza con cui viene portata avanti questa politica di rottura rispetto al passato fa sì che il cartello poco o nulla voglia e possa fare per riequilibrare il mercato. In un simile contesto, la crisi del Venezuela passa quasi inosservata e con buone probabilità l'offerta complessiva del cartello quest'anno aumenterà.

IL MERCATO PETROLIFERO NEL 2016: L'ILLUSIONE DELLA STABILITÀ

Con l'OPEC nel sedile posteriore, il ruolo di guida, e quindi di market balancer, è ormai con evidenza svolto dalle produzioni *shale* statunitensi: causa primaria del surplus di offerta e prova concreta della fallimentare teoria del peak oil di Hubbert, l'apporto dello shale è stato il più colpito dalla contrazione dei prezzi specie a partire da metà 2015; oggi, la produzione del Lower 48, che concentra quasi interamente questo tipo di output, si attesta sugli 8 mil. bbl/g, circa 1 mil. in meno rispetto ad un anno fa. Un aiuto considerevole al riassorbimento dell'eccesso di offerta ed elemento centrale su cui si sono giocate le scommesse degli ultimi 18 mesi circa i tempi del riequilibrio. Tuttavia, la brevità del ciclo di investimento che lo caratterizza e la forte crescita di produttività che ha permesso di ridurre drasticamente il breakeven medio, portandolo addirittura al di sotto di alcune forniture onshore del Medio Oriente, fa sì che lo shale USA possa rapidamente ripartire qualora i prezzi dovessero stabilmente attestarsi sopra quota 50, fungendo quindi da cap a rialzi più accesi.

La combinazione di questi due aspetti – riduzione in corso della produzione ma possibilità di un suo veloce ripristino – porta il nuovo “pilota” del mercato petrolifero ad essere trattato come forza bilanciante del mercato. Il quadro è ulteriormente complicato dalla struttura stessa di questa industria, composta da un alto numero di imprese produttrici, molto diverse le une dalle altre sia per dimensioni che per capacità finanziarie e le cui strategie dipendono da differenti forze di mercato, tali da impedirne un'azione concertata.

Sui restanti paesi non-OPEC, tutti in varia misura colpiti dal calo dei prezzi, nel breve termine solo Cina, Messico e in minima parte Mare del Nord dovrebbero mostrare riduzioni produttive, mentre si è rivelato del tutto temporaneo l'ammanto di oltre 1 mil. bbl/g del Canada dovuto ai gravi incendi che a maggio hanno colpito al cuore la coltivazione delle sabbie bituminose e che avevano contribuito a sostenere le quotazioni nella fascia 45-50 dollari. Gli altri produttori dovrebbero mantenersi attorno ai livelli dello scorso

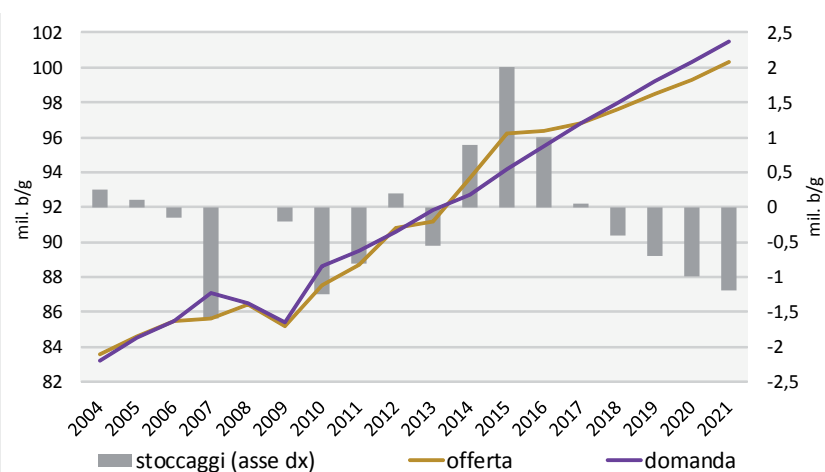
anno, mentre sembrano esclusi aumenti produttivi di rilievo: notizia non trascurabile in un contesto come quello descritto. Complessivamente, l'aggregato esterno al cartello dovrebbe segnare una diminuzione record della produzione (i già citati 0,9 mil. bbl/g), la prima dal 2008.

Lato domanda, le cose non sono più semplici. Le stime dei principali istituti sono concordi nel prospettare una crescita ragionevolmente “sana” sia nel 2016 che nel 2017, trainata dalla richiesta dell'Asia non-OCSE e in particolare dell'India, sempre più considerata la “nuova Cina”. I consumi di Nuova Delhi sono infatti attesi aumentare ad un tasso medio annuo del 10% nel prossimo quinquennio, sostenuti dall'eccezionale aumento del parco veicolare, più che raddoppiato dal 2006 ad oggi. Tuttavia, la domanda dell'India risente di una forte stagionalità, principalmente imputabile alla ciclicità del gasolio/diesel² che conta per il 40% dei consumi dell'area. Ne deriva un andamento a V: dopo il picco di maggio – altro elemento a sostegno del recupero dei prezzi di primavera – la richiesta si riduce nella stagione estiva prima di riprendere tradizionalmente la sua corsa tra settembre e novembre.

A fronte di queste dinamiche attese, si contrappongono però gli ormai cronici dubbi sulla tenuta di Pechino, che dopo 13 anni ha perso la palma di indiscusso protagonista dei consumi mondiali ma ne rimane un attore fondamentale, e le nuove preoccupazioni generate dalla Brexit. La decisione della Gran Bretagna ha inizialmente colpito in modo lieve le quotazioni petrolifere, anche in ragione del riferimento diretto all'Europa, area la cui domanda è in calo da tempo e tale da non incidere sulle dinamiche globali. I suoi effetti, seppur tardivi, non sono comunque mancati in termini di crescente incertezza sulla già dubbia performance dell'economia mondiale, con il FMI che ha rivisto al ribasso le stime di crescita sia per il 2016 che per il 2017³, oggi attese al 3,1% e 3,4% rispettivamente. Una revisione quantitativa contenuta – appena lo 0,1% rispetto all'outlook di aprile – ma indice di una manifesta preoccupazione sullo stato di salute globale.

Bilanciamento domanda/offerta globale

Fonte: AIE Medium Term Oil Market Report 2016



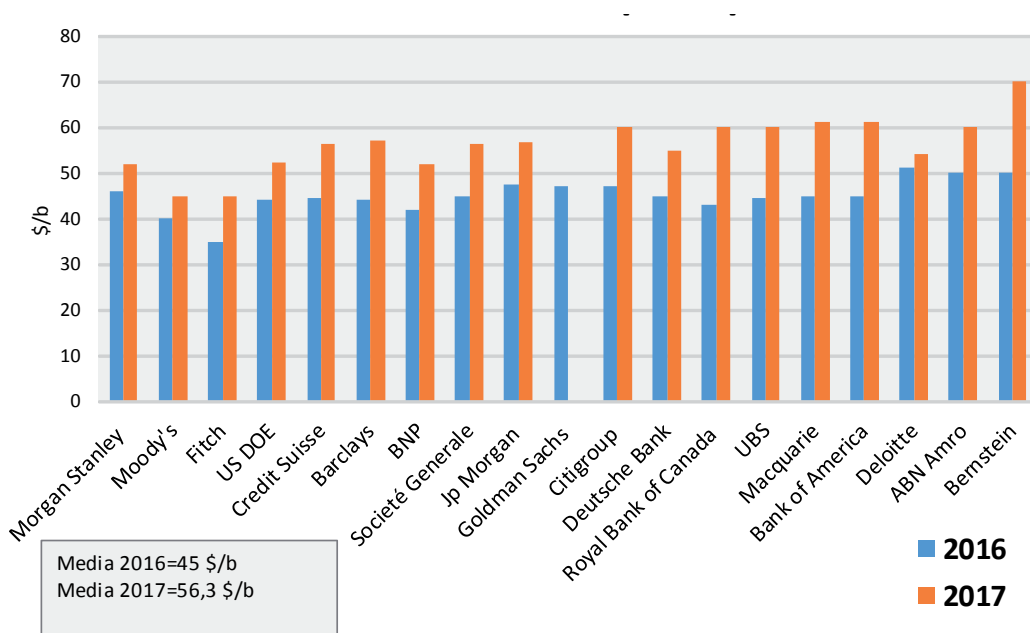
IL MERCATO PETROLIFERO NEL 2016: L'ILLUSIONE DELLA STABILITÀ

Tra un'offerta in sostanziale arretramento e una domanda che – con i dovuti caveat - si mostra in tenuta, si insinua il fattore scorte, spesso trascurato ma oggi divenuto variabile chiave. L'attuale abbondanza degli stock di greggio e di prodotti è un altro aspetto che frena gli spunti al rialzo più accesi e dalle tempistiche con cui avverrà il relativo smaltimento si potrà effettivamente comprendere la portata del ridimensionamento della produzione. A spargiare le carte di un gioco già caotico ci pensa, infine, la componente speculativa in grado di amplificare l'evoluzione dei prezzi con effetti tanto al rialzo quanto al ribasso. Non è di certo una novità per il mercato petrolifero che già nel 2008 aveva sperimentato il peso di questa variabile, complice dell'escalation verso i 150 doll/bbl a metà anno e – in senso opposto – della brusca e rapida discesa a 35 dollari appena cinque mesi dopo. Nel 2016, seppur con diversa enfasi ed intensità, gli operatori finanziari hanno prima scommesso su una ripresa per poi fare un passo

indietro, contribuendo a movimenti volatili che, con buone probabilità, non ci abbandoneranno per il resto dell'anno. Tirando le somme, quale evoluzione possibile per i prezzi del Brent? I principali istituti e banche d'affari - soliti fare previsioni sull'oil market - sono rimasti fiduciosi anche in un contesto come quello delineatosi a luglio, in cui un generale atteggiamento negativo e un maggior ricongiungimento ai fondamentali correnti hanno preso il sopravvento sugli animal spirits ottimistici della scorsa primavera. Le loro più recenti indicazioni convergono verso prezzi 2016 che si muovono nella fascia 40-50 dollari, ritenuta quella con la maggior probabilità di accadimento. Non si escludono tuttavia movimenti a yo-yo, anche se ad oggi i segnali di cambiamento in atto inducono a ritenere improbabile una caduta prolungata sotto quota 40. Più rialzista la previsione di consenso sul 2017, quando le quotazioni potrebbero oscillare nel range 55-60, a riassorbimento avvenuto.

Previsioni Brent Dated dei principali Istituti

Fonte: Elaborazioni RIE su fonti varie



All'interrogativo iniziale – il peggio è passato? – potremmo quindi rispondere con un cauto sì se il termine di paragone sono i 26 dollari dello scorso gennaio: perché la direzione sembra essere quella di un progressivo riequilibrio del mercato, anche se il passo di marcia è frenato da scorte

molto elevate, dall'elasticità ai prezzi delle produzioni shale, dalla stagionale domanda dei nuovi *influencer* del mercato, da una finanza molto attiva ma poco decisa. E' la classica espressione dell'*oil conundrum*, in cui la stabilità è elusiva.

¹ Fonte: AIE, Oil Market Report luglio 2016.

² Molto richiesto nel trasporto merci e in agricoltura la cui domanda è stagionale.

³ World Economic Outlook updates, luglio 2016.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 luglio 2016** | “**Modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico**” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.170 del 22 luglio 2016 | Download http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2016-07-22&atto.codiceRedazionale=16A05449&elenco30giorni=true

Con il Decreto in oggetto il Ministero dello Sviluppo Economico - previo parere favorevole espresso dall'Autorità con il provvedimento n.380/2016//eel - ha approvato le proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, avanzate dal GME per l'istituzione del nuovo mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), le cui caratteristiche e finalità sono state illustrate e sottoposte a consultazione, dal GME stesso, con il DCO n.01/2016.

Nello specifico, i nuovi prodotti giornalieri negoziabili nel suddetto mercato andranno ad integrare la gamma di prodotti ad oggi disponibili sul Mercato Elettrico a Pronti (MPE), quali i prodotti orari quotati sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI). Più nel dettaglio, nell'ambito dell'MPEG è stato previsto che il GME possa quotare due tipologie di prodotti (ciascuna con i due profili di consegna baseload e peakload), definiti rispettivamente:

i) prodotto con “differenziale unitario di prezzo”, per il quale il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di trading è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;

ii) prodotto con “prezzo unitario pieno”, per il quale il prezzo indicato nella formulazione delle relative offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di trading è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

In particolare, con riferimento alle tipologie di prodotti di cui ai precedenti punti i) e ii), in fase di primo avvio del nuovo mercato il GME quoterà unicamente i prodotti “differenziale unitario di prezzo” (sia profilo baseload che peakload), rimandando, come condiviso con le Istituzioni di riferimento, l'inserimento del prodotto a “prezzo unitario pieno” in una seconda fase.

Sul MPEG il GME svolgerà il ruolo di controparte centrale, e la conclusione dei contratti avverrà mediante abbinamento automatico delle offerte in acquisto ed in vendita (c.d. negoziazione continua).

Rispetto alle tempistiche di regolazione dei pagamenti, come anticipato nel richiamato DCO n.01/2016, il settlement finanziario delle offerte accettate avverrà nel secondo mese successivo alla consegna dell'energia (c.d. M+2).

Si evidenzia infine che il Decreto in oggetto, ha altresì previsto che, previa comunicazione al Ministero dello Sviluppo

Economico, il GME determini la data di avvio operativo del mercato - differita rispetto a quella di entrata in vigore del Decreto stesso - e la renda nota con congruo anticipo agli operatori mediante la pubblicazione di apposito comunicato sul proprio sito internet.

■ **Delibera 7 luglio 2016 371/2016/R/eel** | “**Approvazione delle proposte di modifica al regolamento della piattaforma dei conti energia a termine predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici**” | pubblicata il 7 luglio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/371-16.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato la proposta di modifica del Regolamento della Piattaforma Conti Energia (PCE), formulata dal GME secondo il procedimento di modifica ordinaria di cui all'articolo 3, comma 3.5, del medesimo Regolamento. Al riguardo si rappresenta che le proposte di modifica – preventivamente sottoposte ad apposito procedimento consultivo con la pubblicazione del DCO 8/2014 – si collocano nell'ambito della revisione complessiva delle discipline dei mercati e delle piattaforme organizzate dal GME, finalizzata a conseguire una maggiore uniformità regolatoria tra disposizioni che interessano in modo trasversale i diversi mercati e piattaforme in materia di:

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

In particolare, nel caso specifico della PCE, le principali proposte di modifica presentate dal GME ed approvate con la delibera de qua dall'AEEGSI hanno determinato, inter alia:

- in ragione della natura obbligatoria della piattaforma, l'eliminazione del provvedimento di esclusione dal novero delle misure disciplinari che possono essere adottate dal GME a seguito di una condotta da parte dell'operatore non conforme alle previsioni contenute nel Regolamento;
- l'introduzione dell'istituto della sospensione nel caso di mancato pagamento da parte dell'operatore della pena pecuniaria adottata dal GME nei suoi confronti, a seguito dell'accertamento di violazioni alle disposizioni previste dal Regolamento.

A seguito dell'adozione della deliberazione in oggetto, il GME ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet in data 11 luglio u.s. la nuova versione del Regolamento PCE e le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento aggiornate.

■ **Delibera 28 luglio 2016 444/2016/R/eel** | “**Interventi prioritari in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del dispacciamento elettrico**” | pubblicata il 28 luglio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/444-16.htm>

Facendo seguito a quanto anticipato con i documenti di consultazione 163/2015/R/eel e 316/2016/R/eel - nel quale l'AEEGSI, nelle more di una riforma organica e complessiva del servizio di dispacciamento, ha illustrato i possibili interventi da attuare tempestivamente in materia di revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi - con la delibera in oggetto l'Autorità ha introdotto un nuovo regime di valorizzazione degli sbilanciamenti, al fine di fornire un adeguato sistema di incentivi per una corretta programmazione delle quantità di energia elettrica in immissione e in prelievo.

Nel dettaglio, la delibera de qua, istituisce per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili un sistema di prezzi di sbilanciamento misto (c.d. single-dual price) che prevede:

i) l'applicazione, per i quantitativi oggetto di sbilanciamento rientrati all'interno di una determinata banda di tolleranza, della medesima valorizzazione degli sbilanciamenti oggi in vigore, con un prezzo di sbilanciamento indipendente dal verso dello sbilanciamento della singola unità (c.d. single price);

ii) l'applicazione di un meccanismo di prezzi duale (c.d. dual price) per i quantitativi di sbilanciamento eccedenti la banda di tolleranza, con una valorizzazione pari:

- al prezzo zonale del Mercato del Giorno Prima (MGP), nel caso in cui il segno dello sbilanciamento della singola unità sia discorde rispetto al segno dello sbilanciamento complessivo della macrozona;

- al minimo tra il prezzo zonale del MGP e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate a scendere nel Mercato del Bilanciamento (MB), nel caso in cui il segno dello sbilanciamento della singola unità e il segno dello sbilanciamento complessivo della macrozona siano entrambi positivi;

- al massimo tra il prezzo zonale del MGP e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate a salire nel MB, nel caso in cui il segno dello sbilanciamento della singola unità e il segno dello sbilanciamento complessivo della macrozona siano entrambi negativi.

In merito alla definizione della suddetta banda, il Regolatore, al fine di consentirne una implementazione graduale delle disposizioni in oggetto, ha stabilito che sino al 31 dicembre 2016 la banda sarà posta pari al $\pm 15\%$ del programma vincolante modificato e corretto, mentre, a partire dal 1 gennaio 2017, tale banda verrà ridotta a $\pm 7,5\%$, sempre prendendo a riferimento il programma vincolante modificato e corretto.

Rispetto invece alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, la delibera ha previsto di lasciare inalterata la regolazione vigente per le unità di produzione rilevanti, stabilendo invece per le unità non rilevanti, a partire dal 2017, la possibilità di optare per un meccanismo di tipo single-dual price analogo a quello precedentemente descritto, o, alternativamente, per il regime perequativo definito dalla delibera 522/2014/R/eel.

Sirappresenta inoltre che, al fine di individuare eventuali condotte non conformi con la vigente disciplina degli sbilanciamenti, l'AEEGSI ha altresì previsto che Terna segnali automaticamente all'Autorità i soggetti che hanno fatto registrare sbilanciamenti aggregati mensili di notevole entità – ossia superiori ad una

soglia di tolleranza del 30% - nonché di ampliare l'ambito delle attività del monitoraggio dei mercati previsto dalla deliberazione ARG/elt 115/08 (c.d. TIMM).

■ **Comunicato del GME | “Nuovi orari di svolgimento della sessione del MI5 – Aggiornata la DTF 03 rev 6 MPE” | pubblicato il 25 luglio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=282>**

Con comunicato del 25 luglio 2016 il GME ha pubblicato, con efficacia immediata, la nuova versione della Disposizione Tecnica di Funzionamento MPE n.03 rev 06 recante “Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”, modificata al fine di prevedere l'anticipazione di 15 minuti della chiusura della quinta sessione relativa al mercato infra giornaliero (MI5). Detta modifica dell'orario di chiusura del MI5, già resa nota dal GME agli operatori nell'ambito del processo consultivo di cui al DCO n.03/2015, si è resa necessaria al fine di realizzare un migliore coordinamento delle attività operative associate alla gestione dei diversi mercati, anche a seguito dell'avvio del progetto di ID market coupling fra Italia e Slovenia, avvenuto in data 21 giugno u.s..

Nel dettaglio, a valere dalla data del 25 luglio u.s., la sessione del mercato infra giornaliero MI5 viene pertanto svolta secondo i seguenti orari:

- la seduta per la presentazione delle offerte è aperta dalle ore 17.30 del giorno D-1 alle ore 11.15 del giorno D;
- le informazioni preliminari sono pubblicate entro l'orario di chiusura della seduta per la presentazione delle offerte;
- la pubblicazione degli esiti generali e la comunicazione degli esiti individuali avvengono entro le ore 11.45 del giorno D.

GAS

■ **Deliberazione 14 luglio 2016 403/2016/R/gas e Deliberazione 28 luglio 2016 445/2016/R/gas | “Approvazione di proposte di aggiornamento del codice di rete della Società Gasdotti Italia S.p.A.” e “Approvazione di proposte di aggiornamento del codice di rete della Società Snam Rete Gas S.p.A.” | pubblicate rispettivamente il 15 luglio 2016 ed il 29 luglio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/403-16.htm> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/445-16.htm>**

Con le delibere in oggetto, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha approvato le proposte di aggiornamento dei codici di rete inviate rispettivamente dalla Società Gasdotti Italia S.p.A. (di seguito: SGI) e da Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: SRG), in attuazione di quanto previsto dalla deliberazione 215/2016/R/gas, con particolare riferimento alle tempistiche relative ai conferimenti e alle transazioni di capacità.

A tal proposito, si ricorda che con la delibera 215/2016/R/gas,

Novità normative di settore

Il Regolatore aveva disposto la modifica delle tempistiche attualmente previste in relazione alla gestione delle transazioni di capacità (trasferimenti e cessioni) e dei conferimenti della capacità ad anno termico avviato, al fine di assicurare coerenza con le nuove disposizioni in tema di switching sulla rete di distribuzione del gas naturale stabilite dalla delibera 258/2015/R/com.

Pertanto, in attuazione delle predette disposizioni, SGI e SRG hanno apportato ai rispettivi codici di rete alcune modifiche/integrazioni di seguito brevemente riportate:

- le richieste di trasferimento della capacità, secondo quanto previsto dal codice di rete di SGI, dovranno pervenire entro il 10° giorno lavorativo del mese precedente il mese di subentro del nuovo utente (anziché il 20° giorno del mese precedente), mentre nel codice di rete di SRG le richieste dovranno pervenire entro l'8° giorno lavorativo (anziché il 5° giorno lavorativo) successivo alla pubblicazione delle capacità disponibili, la quale avviene entro la fine del mese precedente quello cui le capacità si riferiscono;

- le richieste di incremento e/o nuovo conferimento di capacità ad anno termico in corso, secondo quanto previsto dal codice di rete di SGI, dovranno essere inviate entro l'11° giorno lavorativo decorrente dalla pubblicazione delle capacità disponibili per il mese M, quest'ultima coincidente con l'ultimo giorno lavorativo del mese precedente a quello cui si riferiscono tali capacità. Tale previsione ha sostituito, nel suddetto codice di rete, quella secondo la quale tali richieste dovevano pervenire entro il 7° giorno lavorativo decorrente dalla data di pubblicazione delle capacità disponibili, la quale avveniva entro il giorno 15 di ogni mese.

Nel codice di rete di SRG è previsto che le suddette richieste vengano inviate entro il 9° giorno lavorativo dalla pubblicazione delle capacità disponibili. Con tale previsione è stato posticipato di due giorni lavorativi il termine ultimo per l'invio delle richieste precedentemente previsto;

- per quanto concerne le richieste di cessione di capacità, nel codice di rete di SGI, è previsto che l'attestazione di avvenuta cessione dovrà essere inviata dall'utente cedente al TSO entro il 16° giorno lavorativo del mese precedente l'entrata in vigore della cessione (anziché il giorno 22 del mese precedente), mentre nel codice di rete SRG le richieste di accettazione dovranno pervenire al trasportatore entro il 15° giorno lavorativo (anziché il 13° giorno lavorativo) del mese precedente la data di decorrenza della cessione.

Deliberazione 21 luglio 2016 422/2016/R/gas | "Integrazioni e modifiche alle disposizioni in materia di sistematico mancato utilizzo della capacità conferita presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti" | pubblicata il 22 luglio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/422-16.htm>

Con la delibera 422/2016/R/gas l'Autorità per l'energia

elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto ad integrare/modificare le disposizioni relative al meccanismo "use-it-or-lose-it" di lungo periodo (di seguito: LT UIOLI) introdotte nella regolazione nazionale con la delibera 411/2013/R/gas, in attuazione del Regolamento europeo n. 715/2009 in materia di gestione della congestione contrattuale presso i punti della rete di trasporto del gas interconnessi con l'estero (c.d. Regolamento CMP). In particolare, il Regolamento CMP ha previsto che le Autorità di regolazione impongano ai gestori dei sistemi di trasporto di ritirare parzialmente o totalmente la capacità contrattuale sistematicamente sottoutilizzata in un punto di interconnessione da un utente della rete nel caso in cui quest'ultimo non abbia offerto la propria capacità non utilizzata a condizioni ragionevoli e laddove altri utenti della rete richiedano capacità continua presso quel punto.

A tal proposito, giova ricordare che la delibera 411/2013/R/gas ha previsto che l'utente della rete di trasporto sia tenuto a mettere a disposizione del TSO, per il conferimento a terzi, la capacità continua conferita di cui dispone presso i punti di interconnessione di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia, qualora si verificano, relativamente al medesimo punto, tutte le seguenti condizioni: i) l'utente in questione, al 1° ottobre dell'anno termico di riferimento, risulti titolare di capacità continua per un periodo superiore ad un anno; ii) la capacità conferita sia stata sistematicamente sottoutilizzata dall'utente nell'anno termico, ossia l'utilizzo medio dell'utente risulti inferiore ad un "valore soglia" in determinati periodi dell'anno in assenza di adeguata giustificazione; iii) l'utente non abbia offerto a terzi la capacità non utilizzata nell'anno termico a condizioni ragionevoli; iv) altri utenti della rete richiedano capacità continua presso i suddetti punti ma la capacità non sia disponibile in quanto completamente conferita.

Al fine di garantire una più efficiente applicazione del predetto meccanismo di LT UIOLI, la delibera 422/2016/R/gas, in conformità con gli orientamenti espressi nel recente documento di consultazione 60/2016/R/gas, ha previsto la modifica e integrazione di alcune disposizioni contenute nella delibera n. 137/02 (la quale disciplina il libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale). In particolare, si è reso necessario prevedere la revisione delle tempistiche per l'applicazione del meccanismo funzionali ad assicurare coerenza con le scadenze di contabilizzazione del servizio di trasporto gas previste nel codice di rete di Snam Rete Gas. Inoltre, sono stati definiti con maggior dettaglio le fasi ed i ruoli dei diversi soggetti nel processo di accertamento delle condizioni per l'applicazione del meccanismo e del conseguente eventuale ritiro della capacità.

Infine, la delibera prevede che Snam Rete Gas predisporrà una proposta di aggiornamento del proprio codice di rete finalizzata al recepimento delle disposizioni in materia di LT UIOLI e la trasmetterà all'AEEGSI entro l'8 settembre p.v., al fine di garantire l'avvio delle nuove disposizioni a partire dal 1° ottobre 2016.

Delibera 21 luglio 2016 425/2016/R/gas | "Approvazione di una proposta di modifica del codice di rete di Snam Rete Gas" | pubblicata il 25 luglio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/425-16.htm>

Con la delibera 425/2016/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha approvato la proposta di modifica al codice di rete di Snam Rete Gas funzionale all'attuazione del nuovo regime di bilanciamento del gas naturale, la cui entrata in vigore è prevista per il 1° ottobre 2016. In particolare, Snam Rete Gas ha provveduto a recepire nel codice di rete le disposizioni contenute nel Testo Integrato del Bilanciamento (c.d. "TIB"), recentemente approvato dall'AEEGSI con delibera 312/2016/R/gas.

Più in dettaglio, per quanto concerne le azioni che Snam Rete Gas potrà intraprendere in qualità di Responsabile del bilanciamento per garantire il bilanciamento operativo della rete di trasporto, il codice di rete prevede l'utilizzo prioritario della compravendita dei c.d. "Short Term Standardized Products" di tipo title e locational. In caso di ricorso a quest'ultimi, in conformità con quanto previsto nella summenzionata delibera dell'AEEGSI, Snam Rete Gas informerà il GME e pubblicherà la richiesta di attivazione della sessione locational sul proprio sito internet, specificando il punto o i punti di entrata e/o uscita della rete di trasporto presso i quali è richiesta la modifica dei flussi, l'orario di decorrenza della modifica dei flussi, i termini temporali della sessione per la selezione delle offerte (secondo le procedure concordate con il GME), nonché l'indicazione se l'offerta è (o non è) funzionale a gestire esigenze fisiche localizzate sulla rete di trasporto.

Qualora i prodotti standardizzati di breve termine non fossero in grado di garantire il mantenimento della rete di trasporto entro i suoi limiti operativi o nel caso di assenza di liquidità sul mercato, il codice di rete prevede l'utilizzo dei c.d. "servizi di bilanciamento". A tal proposito, il codice di rete prevede che il TSO dovrà predisporre e pubblicare sul proprio sito internet (previa approvazione da parte dell'AEEGSI) modalità e termini per il ricorso a tali servizi - specificando altresì il loro impatto sul prezzo di sbilanciamento - nonché la procedura di gara pubblica per la loro acquisizione, conformemente a quanto previsto dal Regolamento europeo n. 312/2014.

Al fine di mantenere entro i limiti operativi del sistema gli scostamenti tra immissioni e prelievi che si verificano ogni giorno gas, oltre agli strumenti sopra descritti, il Responsabile del bilanciamento potrà utilizzare la capacità di stoccaggio per la modulazione oraria della rete di trasporto di cui dispone e richiedere in ciascun giorno gas (per il medesimo giorno gas) all'impresa di stoccaggio la modifica dei flussi fisici rispetto al valore aggregato dei programmi di stoccaggio. Snam Rete Gas si avvarrà anche del mercato per la negoziazione del gas in stoccaggio, organizzato e gestito dal GME, per regolare eventuali differenze fra i quantitativi programmati presso gli stoccaggi e quelli effettivamente movimentati, anche per effetto delle modifiche richieste dal responsabile del bilanciamento. A tal proposito, il codice di rete prevede che il prezzo dell'offerta del Responsabile del bilanciamento relativo ai quantitativi di

gas in stoccaggio presso la Piattaforma del GME sarà definito con procedura dedicata e trasmesso all'AEEGSI.

Per quanto concerne, invece, la regolazione delle partite economiche in esito alle sessioni del mercato locational e del mercato per la negoziazione del gas in stoccaggio, limitatamente al periodo transitorio di funzionamento dei mercati di cui all'articolo 2, comma 1, della delibera 312/2016/R/gas, Snam Rete Gas effettuerà, con riferimento a ciascun giorno gas, la regolazione delle partite economiche corrispondenti al valore del saldo delle transazioni di prodotti locational e al valore del saldo delle offerte accettate degli utenti per la cessione e l'acquisto di volumi di gas in stoccaggio.

Le modifiche al codice di rete approvate dal Regolatore hanno riguardato anche le informazioni che il Responsabile del bilanciamento rende disponibili giornalmente agli utenti della rete di trasporto per bilanciare le proprie posizioni. In particolare, oltre alle informazioni relative alla stima dello sbilanciamento atteso del sistema e alla stima degli eventuali scostamenti fra le programmazioni nei diversi punti della rete di trasporto al termine del giorno gas, Snam Rete Gas pubblicherà anche la stima del valore atteso dell'energia presente in rete (c.d. linepack) al termine del medesimo giorno, nonché il valore di linepack atteso al termine del giorno gas successivo. Il set informativo reso disponibile agli utenti per la gestione del bilanciamento comprenderà anche la pubblicazione, su base giornaliera, del valore assunto dai termini dell'equazione di bilancio del TSO (es. il valore relativo al quantitativo di gas immesso a/ prelevato da stoccaggio, il valore aggregato dei consumi, le perdite di rete, ecc.) in esito alla definizione del bilancio di trasporto provvisorio nel giorno gas, nonché, su base trimestrale, la pubblicazione dei valori derivanti dall'applicazione degli indicatori di performance che l'AEEGSI ha previsto nel TIB, unitamente alla valorizzazione economica dei relativi incentivi. Infine, Snam Rete Gas ha provveduto altresì a recepire le indicazioni del TIB in merito al calcolo del prezzo di sbilanciamento di acquisto e del prezzo di sbilanciamento di vendita, entrambi funzionali alla determinazione dei corrispettivi da applicare al disequilibrio mensile dell'utente della rete di trasporto.

Infine, l'AEEGSI ha disposto che le modifiche al codice di rete appena descritte entreranno in vigore a decorrere dal 1° ottobre 2016, contestualmente all'avvio del nuovo regime di bilanciamento.

REMIT

Comunicato del GME | "Aggiornamento del Modello di Contratto Standard della Piattaforma di data Reporting (PDR) – Modalità per la ri-sottoscrizione obbligatoria per usufruire dei servizi di data reporting offerti dal GME" | pubblicato il 18 luglio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=279>

Con il presente comunicato il GME ha pubblicato la nuova versione del Modello di Contratto Standard della Piattaforma di Data Reporting (PDR), aggiornato al fine di rendere

disponibili nuovi servizi in tema di data reporting e disciplinare i termini e le condizioni di erogazione degli stessi.

Come noto, infatti, all'articolo 8 il Regolamento REMIT impone a carico degli operatori attivi su tali mercati l'obbligo di trasmettere ad ACER - direttamente o attraverso l'intermediazione di soggetti terzi - i dati inerenti i propri ordini di compravendita presentati e le transazioni concluse relativamente ai prodotti energetici all'ingrosso (obbligo di data reporting).

Con riferimento al predetto obbligo di segnalazione nei confronti di ACER, in attuazione di quanto previsto all'articolo 6 del Regolamento di esecuzione n.1348/2014, il GME ha avviato, a decorrere dal 7 ottobre 2015, la piattaforma informatica PDR, volta a consentire ai propri operatori di mercato l'assolvimento dell'obbligo nei confronti di ACER non solo in riferimento ai dati ed alle informazioni relative alle transazioni/offerte concluse/presentate sui mercati organizzati e gestiti dal GME, ma anche a quelli relativi alle operazioni effettuate al di fuori degli stessi.

In particolare, relativamente all'obbligo di segnalazione dei contratti inerenti i prodotti energetici all'ingrosso stipulati al di fuori di un mercato organizzato (c.d. contratti OTC), si evidenzia che l'obbligo di segnalazione dei contratti OTC ricade su entrambe le controparti del contratto, sebbene il contenuto della segnalazione da trasmettere all'ACER risulta, di fatto, essere il medesimo.

Sulla base di quanto disposto dalla normativa REMIT, non sussistono ragioni ostative affinché una delle due parti

possa delegare l'altra per l'adempimento dell'obbligo di segnalazione, rendendo maggiormente efficiente il processo di comunicazione.

A tal proposito il GME, nell'ottica di agevolare l'adempimento da parte degli operatori agli obblighi di reporting dei contratti OTC, ha esteso l'attuale ambito di applicazione del servizio PDR, consentendo agli operatori dei propri mercati sottoscrittori del contratto di data reporting, di effettuare il caricamento dei dati relativi ai contratti OTC anche per la propria controparte contrattuale, previo apposito mandato e/o delega da parte della controparte stessa. In occasione della previsione del nuovo servizio, in fase di revisione del contratto PDR sono stati effettuati ulteriori adeguamenti delle condizioni contrattuali, anche in considerazione degli impatti che i nuovi progetti (cfr. news precedente) in corso di implementazione potranno avere in relazione al servizio di data reporting.

Nel comunicato in oggetto il GME ha inoltre informato che tutti gli attuali operatori PDR dovranno effettuare - secondo le modalità indicate - la sottoscrizione e l'invio al GME della nuova versione del Contratto PDR entro il 21 settembre 2016, data oltre la quale il GME recederà, con un preavviso di ulteriori trenta giorni di calendario, da tutti i rapporti contrattuali in tema di data reporting che dovessero risultare ancora in essere, a tale data, in forza della precedente versione del Contratto PDR.

È fatta in ogni caso salva la facoltà di recesso degli operatori dal Contratto PDR secondo le modalità indicate nel Contratto medesimo.

Gli appuntamenti

16-18 agosto

International Conference on Energy, Environment and Economics

Edinburgo, Regno Unito

Organizzato da Heriot-Watt University

<https://www.weentech.co.uk/iceee2016/>

21-24 agosto

4th IEEE International conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada

Organizzato da IEEE

<http://www.sege-conference.com/>

5-6 settembre

3rd International Conference and Exhibition on Solar Energy (ICESE-2016)

Tehran, Iran

Organizzato da University of Tehran

<http://icese.ut.ac.ir>

5-7 settembre

11th European Conference on Coal Research and its Applications (ECCRIA)

Sheffield, Regno Unito

Organizzato da Coal Research Forum

<http://www.maggichurchousevents.co.uk/crf/>

6-7 settembre

2nd Annual Solar Projects Egypt

Cairo, Egitto

Organizzato da Advanced Conferences and Meetings

<http://solarprojectsegypt.com/>

6-8 settembre

Energy Production and Management in the 21st Century (Energy Quest 2016)

Ancona, Italia

Organizzato da Wessex Institute e Università Politecnica delle Marche

<http://www.wessex.ac.uk/16-conferences/energy-quest-2016.html>

7-9 settembre

Photovoltaica 2016

Casablanca, Marocco

Organizzato da Gracom

<http://photovoltaica.ma/>

8-10 settembre

2016 3rd Int. Conf. on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2016)

Kitakyushu, Giappone

Organizzato da SAISE

<http://www.cpe.se.net/>

9-11 settembre

International Conference on Power and Energy Engineering (PEENG 2016)

Barcellona, Spagna

Organizzato da SCIEI

<http://icpee.org/>

11-13 settembre

Sustainability and Energy in Buildings: Energy, Infrastructure, Landscaping & Resources for Smart Urban Districts

Torino, Italia

Organizzato da KES International

<http://seb-16.sustainedenergy.org/>

12-13 settembre

New Practices to Combat Credit Risk in Energy Trading

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marcus Evans

<http://bit.ly/1VDfE1t>

12-14 settembre

Industrial Efficiency 2016

Berlino, Germania

Organizzato da Eceee

<http://www.eceee.org/industry>

12-14 settembre

Electricity Balancing and Ancillary Services Congress

Vienna, Austria

Organizzato da IQPC Germany

<http://atnd.it/58566-0>

13 settembre

Efficienza energetica. primo passo per rispondere alle sfide dell'industria 4.0

Firenze, Italia

Organizzatore: EnergiaMedia

<http://www.industriaenergia.it/efficienza-energetica-primo-passo-per-rispondere-alle-sfide-dellindustria-4-0-firenze-13-settembre-2016>

21 settembre

Energy efficiency 2.0 on tour

Bergamo, Italia

Organizzatore: EnergiaMedia

<http://www.industriaenergia.it/energy-efficiency-2-0-on-tour-bergamo-21-settembre-2016>

21-22 settembre

Oxford Research Conference - Innovation and Disruption in the Energy Sector

Oxford, Regno Unito

Organizzato da British Institute of Energy Economics

<http://www.biee.org/conference-list/innovation-disruption-energy-sector-transition/>

26 e 27 settembre

16° ITALIAN ENERGY SUMMIT. IL FUTURO DELL'ENERGIA

Milano, Italia

Organizzatore: Sole24ore

<http://eventi.ilsole24ore.com/energy-summit-2016>

27 settembre

Mix energetico ed efficienza per rispondere alle sfide dell'Industria 4.0

Palermo, Italia

Organizzatore: EnergiaMedia, in collaborazione con Sicindustria e Federazione Anie

<http://www.industriaenergia.it/mix-energetico-ed-efficienza-per-rispondere-alle-sfide-dellindustria-4-0-palermo-27-settembre-2016>

27-29 settembre

WindEurope Summit 2016

Amburgo, Germania

Organizzato da WindEurope

<https://windeurope.org/summit2016/>

28 settembre

The Energy Customer

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce

<http://bit.do/energycustomer16>

29-30 settembre

8th Edition European Electricity Ancillary Services and Balancing Forum

Barcellona, Spagna

Organizzato da Marcus Evanz

<http://bit.ly/1ZWdn1h>

3-5 ottobre

Sustainable Energy International Conference

Birmingham, Regno Unito

Organizzato da Thenec

<http://seic2016.doodlekit.com>

6-8 ottobre

Illuminotronica 2016

Padova, Italia

Organizzato da Assodel

<http://illuminotronica.it/about/>

10-11 ottobre

Climate Change 2016

Londra, Regno Unito

Organizzato da Chatham House

https://www.chathamhouse.org/conferences/climate-change-2016?utm_source=conference-alerts&utm_medium=website-listing&utm_campaign=listing

12-13 ottobre

Gas to Liquids

Londra, Regno Unito

Organizzato da SMi Group

<http://atnd.it/55803-0>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.