

APPROFONDIMENTI

L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

Di Lisa Orlandi - RIE

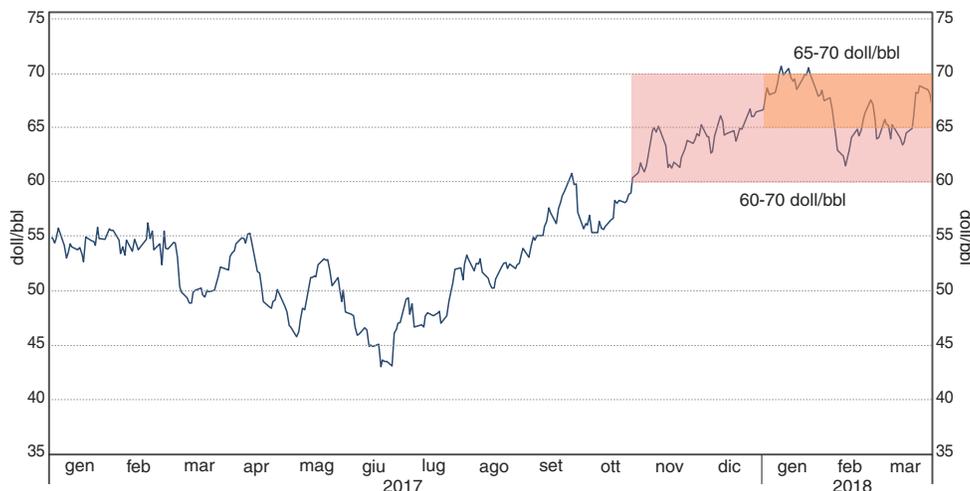
Nel primo trimestre dell'anno, le quotazioni del Brent Dated – benchmark di riferimento internazionale – si sono mantenute nella fascia 60-70 doll/bbl, soglia quest'ultima che in alcuni giorni è stata addirittura superata, come non accadeva da dicembre 2014.

Un range che molti definiscono di equilibrio, supportato da fattori già visibili dalla seconda metà del 2017¹ e in particolar modo da ottobre, quando prezzi stabilmente sopra quota 60 hanno cominciato a riflettere – oltre al ritorno di un premio per il rischio geopolitico - uno scenario di domanda e offerta più equilibrato rispetto a quello emerso a seguito del crash del 2014. Gli indubbi protagonisti di questa delicata fase storica

sono la nuova OPEC Plus e lo shale oil USA che ormai da un anno e mezzo ci hanno reso spettatori di un braccio di ferro il cui esito è tutt'altro che scritto. Troppe le questioni aperte su entrambi i fronti: quanto durerà l'accordo tra i paesi produttori e in che forma eventualmente proseguirà? La produzione americana continuerà a crescere o il picco è prossimo? Interrogativi più che mai irrisolti che condizionano gli umori del mercato, molto attento a rispondere ai rumours sulle diverse intenzioni dei paesi aderenti ai tagli o alle statistiche e alle stime relative al mercato statunitense. Proprio su queste variabili merita quindi soffermarsi, anche nel tentativo di delineare il possibile scenario di breve termine.

Andamento del Brent Dated (doll./bbl)

Fonte: elaborazione Rie su dati Platts



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2018

- Mercato elettrico Italia
pag 2
- Mercato gas Italia
pag 13
- Mercati energetici Europa
pag 18
- Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

- L'apparente equilibrio del mercato petrolifero mondiale
Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

- pagina 31*

APPUNTAMENTI

- pagina 33*

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo il PUN, pari a 56,91 €/MWh, si mantiene invariato su febbraio ma torna a registrare una decisa ripresa su base annuale, in linea con l'andamento delle quotazioni delle borse elettriche limitrofe e dei prezzi del gas al PSV.

Tale fenomeno si inserisce in un contesto caratterizzato in tutta Europa da un clima ancora rigido - particolarmente nella prima parte del mese - che ha favorito un netto incremento degli acquisti nazionali rispetto al 2017 (ai massimi degli ultimi sette anni per il mese in analisi), in virtù del quale si confermano in aumento anche i volumi contrattati nel MGP (25,5 TWh, +3,6%), sorretti, lato offerta, dalle vendite a

carbone ed eoliche, queste ultime sui livelli più alti di sempre (quasi 3.000 MWh medi orari). In flessione su base annua la liquidità del mercato (71,1%). A livello zonale, in aumento il differenziale dei prezzi di vendita Nord-Sud, rispettivamente a 58 e 53 €/MWh, mentre si annulla quasi quello Sud-Sicilia, con l'isola a 54 €/MWh.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica mostra aspettative di prezzo al rialzo, in particolare per il prodotto Aprile 2018 che chiude sul baseload a 49,35 €/MWh (+13,7%). Prosegue infine, ininterrotta da inizio anno, la crescita delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A marzo il prezzo medio di acquisto (PUN) si attesta a 56,91 €/MWh, massimo per il mese degli ultimi 5 anni, confermandosi sui livelli di febbraio (-0,09 €/MWh, -0,2%) e tornando a registrare una decisa ripresa su base annuale (+12,45 €/MWh, +28,0%).

Tale dinamica si realizza peraltro in controtendenza rispetto alla tipica riduzione stagionale che ha caratterizzato i prezzi tra febbraio e marzo nel corso degli anni precedenti. In continuità con gli ultimi giorni di febbraio, l'inizio di marzo

vede su tutta Europa temperature particolarmente rigide che, seppur attenuate nel prosieguo del mese, si collocano complessivamente sotto la norma del periodo, favorendo prezzi medi superiori ai 76 €/MWh nei primi giorni e attorno ai 53 €/MWh nella parte rimanente del mese.

L'analisi per gruppi di ore mostra su base annuale un maggiore rialzo dei prezzi nelle ore di picco (+17,78 €/MWh; +37,4%), con il rapporto picco/baseload a 1,15 (+0,08) (Grafico 1 e Tabella 1).

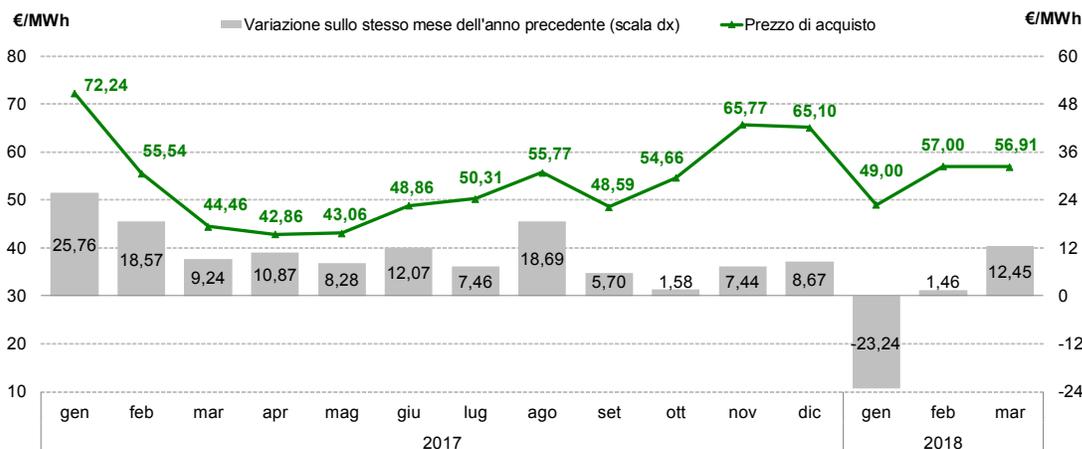
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018 €/MWh	2017 €/MWh	Variazione €/MWh %		Borsa MWh Var.		Sistema Italia MWh Var.		2018	2017
Baseload	56,91	44,46	+12,45	+28,0%	24.369	-3,0%	34.294	+3,6%	71,1%	75,9%
<i>Picco</i>	65,38	47,60	+17,78	+37,4%	29.171	-3,3%	41.412	+4,4%	70,4%	76,1%
<i>Fuori picco</i>	52,24	42,61	+9,64	+22,6%	21.722	-1,9%	30.371	+4,0%	71,5%	75,8%
<i>Minimo orario</i>	12,00	21,43			15.621		22.274		63,9%	67,5%
<i>Massimo orario</i>	129,35	102,18			33.492		45.947		81,1%	83,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



A livello zonale, si allarga il differenziale tra i prezzi di vendita di Nord (58,08 €/MWh, +1/+14 €/MWh rispettivamente su base mensile e annuale) e Sud (52,60 €/MWh, -2/+10 €/MWh) in corrispondenza di una maggiore saturazione dei transiti in export verso il settentrione.

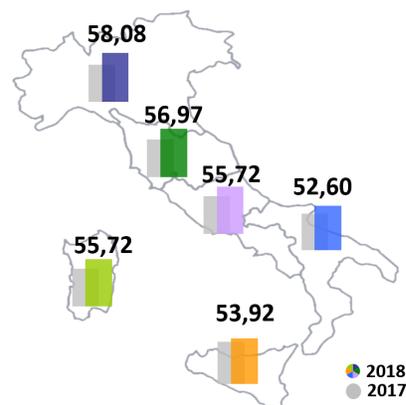
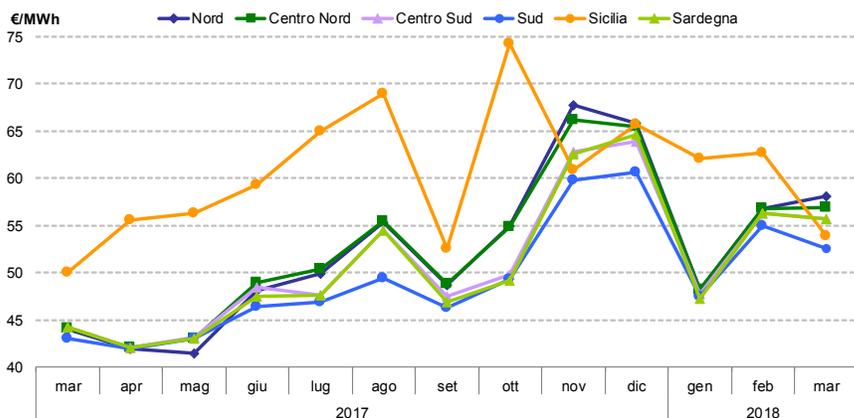
Quest'ultima è risultata favorita da riduzioni della capacità di interconnessione tra le zone, oltre che da un'elevata

disponibilità di offerta proveniente dagli impianti eolici delle zone centrali e meridionali e dalle minori importazioni dall'estero.

Viceversa la più ampia disponibilità di offerta a basso costo in Sicilia (53,92 €/MWh, -9/+4 €/MWh) ha quasi annullato lo spread con il Sud, risultato invece superiore ai 7 €/MWh sia lo scorso anno che nel mese di febbraio (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 25,5 TWh e massimo degli ultimi sette anni per il mese di marzo, registra una crescita sul 2017 del 3,6%.

Tornano in flessione i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,1 TWh (-3,0%), schiacciati, lato offerta, dal calo delle vendite del GSE e dell'import e, lato domanda, soprattutto dai minori acquisti dell'AU e

dal ridotto sbilanciamento a programma nei conti energia in immissione. In netta ascesa rispetto ai valori molto bassi di marzo 2017 (inferiori agli 8.000 MWh), invece, le movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,4 TWh, (+24,5%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali movimentazioni la liquidità del mercato si attesta al 71,1%, stabile rispetto a febbraio, ma in flessione di quasi 5 punti percentuali su base annuale (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

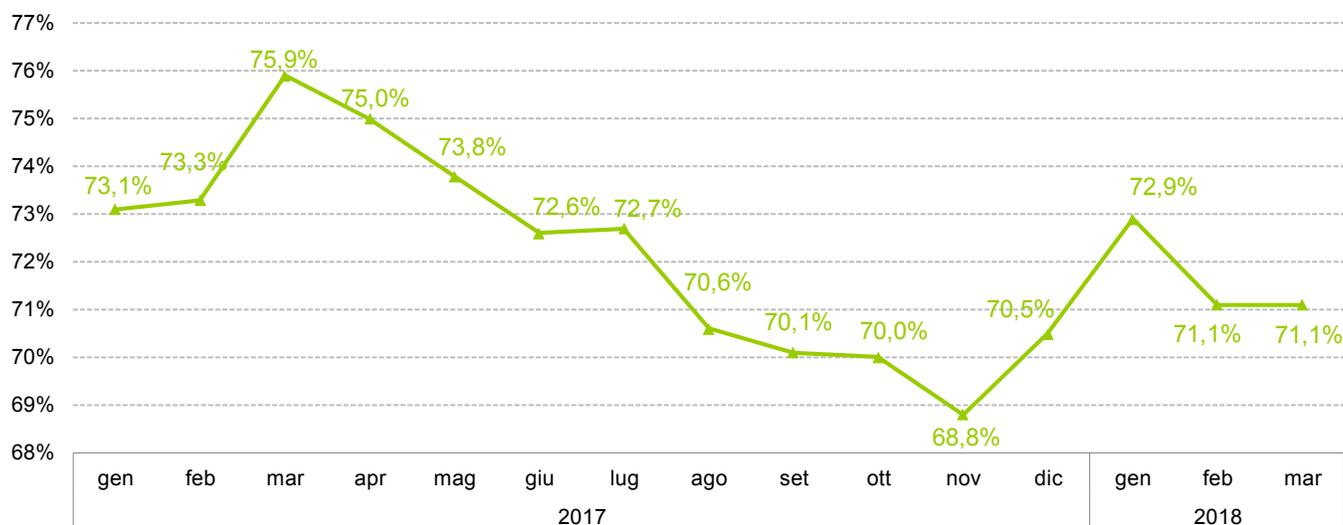
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.105.903	-3,0%	71,1%
Operatori	11.043.864	+2,9%	43,3%
GSE	2.481.953	-21,2%	9,7%
Zone estere	4.580.086	-4,1%	18,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.374.545	+24,5%	28,9%
Zone estere	292.547	-30,0%	1,1%
Zone nazionali	7.081.998	+28,6%	27,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.480.448	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.617.177	-0,6%	
OFFERTA TOTALE	44.097.625	+1,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.105.903	-3,0%	71,1%
Acquirente Unico	3.936.497	-7,9%	15,4%
Altri operatori	9.606.079	+4,6%	37,7%
Pompaggi	19.887	+3497,2%	0,1%
Zone estere	309.772	-21,8%	1,2%
Saldo programmi PCE	4.233.669	-11,9%	16,6%
PCE (incluso MTE)	7.374.545	+24,5%	28,9%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	512.112	+3,7%	2,0%
Zone nazionali altri operatori	11.096.101	+8,7%	43,5%
Saldo programmi PCE	-4.233.669	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.480.448	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	617.449	+12,2%	
DOMANDA TOTALE	26.097.897	+3,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra acquisti nazionali, pari a 25,2 TWh, in aumento anno su anno del 4,2%, il sesto consecutivo, favorito dalle più basse temperature registrate rispetto a marzo 2017. Ad eccezione del Centro Sud, acquisti in crescita ovunque a livello locale, in particolare al Nord (+6,5%) ed al Sud (+3,6%). Ai minimi da luglio gli acquisti esteri (esportazioni), pari a poco più di 0,3 TWh (-27,0%) (Tabella 4).

L'incrementata richiesta di energia ha stimolato, sul lato dell'offerta, le vendite di energia elettrica nazionali che,

per la prima volta in rialzo da settembre, si attestano a 20,6 TWh (+6,3%).

Nelle zone le vendite registrano aumenti superiori al 5% al Nord ed al Centro Sud ed in doppia cifra nelle isole. Su base annuale si registra la prima flessione degli ultimi sette mesi delle importazioni di energia dall'estero, scese a 4,9 TWh (-27,0%), con un calo concentrato in particolare sulla frontiera svizzera dove si sono registrati prezzi superiori o uguali a quello del Nord nel 33% delle ore (16% un anno fa) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.318.573	26.001	-2,6%	9.884.539	13.304	+5,6%	14.442.192	19.438	+6,5%
Centro Nord	2.665.470	3.587	-2,9%	1.815.782	2.444	+0,6%	2.682.448	3.610	+1,2%
Centro Sud	4.692.146	6.315	+20,0%	2.582.890	3.476	+5,3%	3.889.443	5.235	-0,1%
Sud	7.660.847	10.311	+9,1%	4.161.007	5.600	+0,3%	1.966.104	2.646	+3,6%
Sicilia	3.100.154	4.172	+0,8%	1.118.253	1.505	+16,8%	1.455.754	1.959	+1,4%
Sardegna	1.658.676	2.232	+20,7%	1.045.343	1.407	+56,7%	734.736	989	+1,6%
Totale nazionale	39.095.865	52.619	+3,0%	20.607.815	27.736	+6,3%	25.170.676	33.877	+4,2%
Esteri	5.001.759	6.732	-6,5%	4.872.633	6.558	-6,2%	309.772	417	-27,0%
Sistema Italia	44.097.625	59.351	+1,8%	25.480.448	34.294	+3,6%	25.480.448	34.294	+3,6%

In termini di fonti, l'incremento delle vendite nazionali ha interessato sia gli impianti a fonte tradizionale (+5,6%) che quelli a fonte rinnovabile (+7,5%). I primi risultano trainati in particolare dal carbone (+48,3%), mentre gli impianti a gas registrano una debole flessione (-0,8%). Diversificate le dinamiche locali, con il Nord interessato da

un forte incremento delle vendite degli impianti tradizionali in controtendenza con la quasi totalità delle altre zone, dove invece si osserva un netto incremento dei volumi derivanti da fonte rinnovabile, idraulica (+8,9%) e soprattutto eolica (+49,8%, con quasi 3.000 MWh medi orari) (Grafico 4). (Tabella 5).

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	9.660	+13,9%	786	-14,0%	1.936	-2,5%	3.118	-12,6%	688	+0,8%	910	+64,4%	17.098	+5,6%
Gas	7.444	+11,4%	723	-15,5%	486	-35,3%	2.435	-16,2%	654	+5,1%	348	-6,7%	12.091	-0,8%
Carbone	916	+42,6%	-	-	1.225	+17,9%	-	-	-	-	476	+469,7%	2.617	+48,3%
Altre	1.299	+12,2%	62	+8,9%	225	+15,3%	682	+3,0%	34	-43,3%	86	-11,6%	2.390	+7,1%
Fonti rinnovabili	3.554	-12,0%	1.658	+9,4%	1.507	+20,0%	2.483	+23,1%	817	+34,9%	497	+44,3%	10.515	+7,5%
Idraulica	2.132	-7,5%	670	+40,8%	695	+35,1%	535	+19,6%	156	+40,7%	77	+21,0%	4.265	+8,9%
Geotermica	-	-	663	-1,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	663	-1,8%
Eolica	6	-32,0%	33	+50,3%	512	+37,6%	1.557	+44,4%	536	+62,7%	338	+88,1%	2.982	+49,8%
Solare e altre	1.416	-18,0%	292	-14,8%	301	-18,7%	391	-20,4%	124	-24,5%	81	-19,2%	2.605	-18,5%
Pompaggio	90	+20,1%	-	-	33	-44,5%	-	-	-	-100,0%	-	-	123	-8,6%
Totale	13.304	+5,6%	2.444	+0,6%	3.476	+5,3%	5.600	+0,3%	1.505	+16,8%	1.407	+56,7%	27.736	+6,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

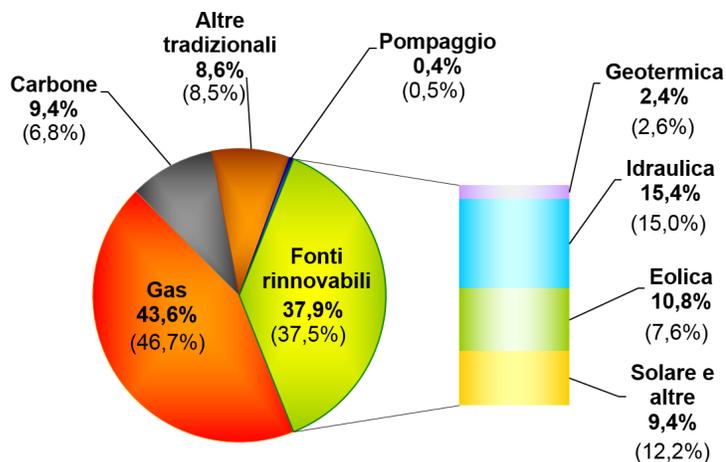
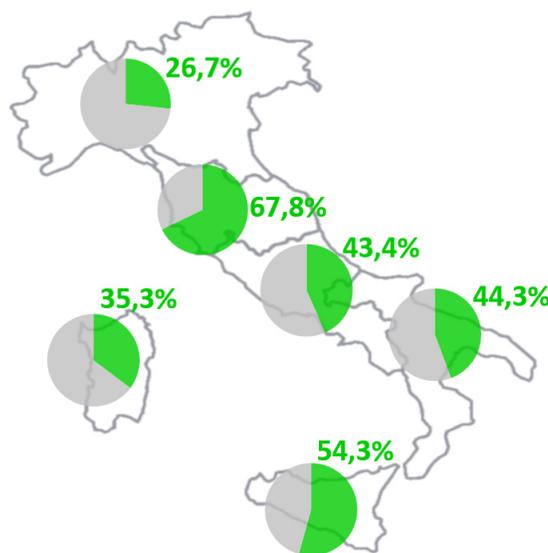


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import in lieve calo rispetto al 2017 (3.376 MWh, -167 MWh) concentrato sulla frontiera francese dove, viceversa, si osserva un aumento della capacità allocata in export che, insieme a quello registrato sulla frontiera austriaca, favorisce un moderato incremento complessivo delle esportazioni (789 MWh, +112 MWh) (Tabella 6). La

capacità disponibile in import (NTC) si riduce del 2/4% su tutte le frontiere, con il market coupling che ne alloca circa il 90% sulla frontiera francese e austriaca, e oltre il 96% su quella slovena. Quest'ultima frontiera è l'unica su cui si osserva un netto incremento della capacità allocata attraverso il meccanismo (+15,5 p.p.) con un conseguente deciso ridimensionamento della capacità non utilizzata (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.715 (2.844)	2.515 (2.706)	99,2% (99,6%)	77,9% (84,8%)	1.161 (1.111)	506 (358)	0,4% (0,4%)	- (-)
Italia - Austria	259 (264)	257 (264)	98,8% (99,9%)	97,6% (99,7%)	139 (140)	152 (-)	0,9% (-)	0,8% (-)
Italia - Slovenia	626 (649)	604 (573)	99,7% (91,5%)	91,1% (65,3%)	668 (668)	131 (320)	0,1% (7,9%)	- (1,3%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

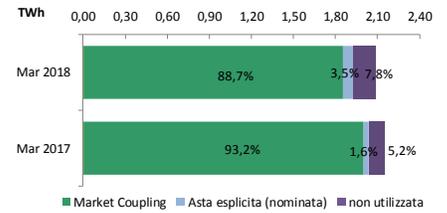
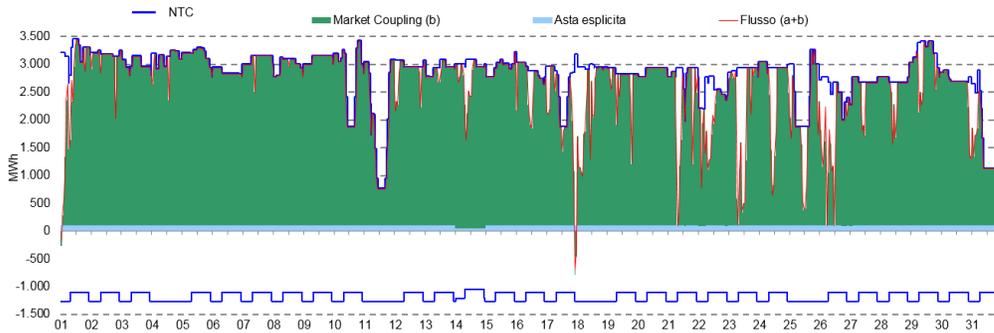


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

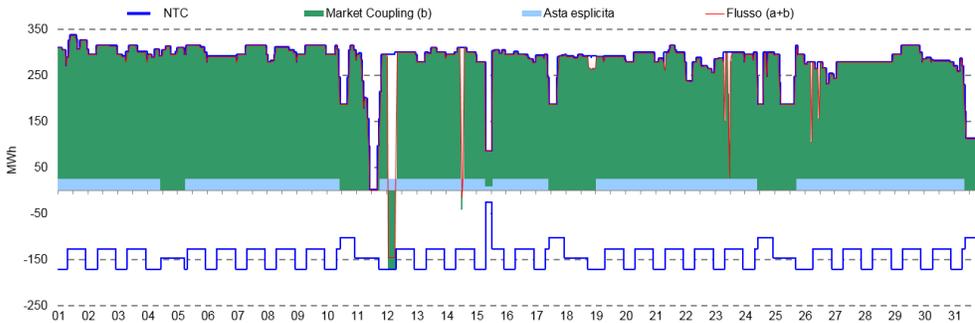
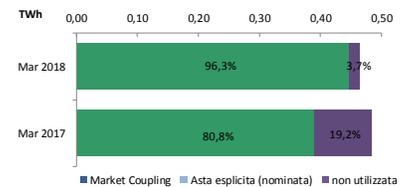
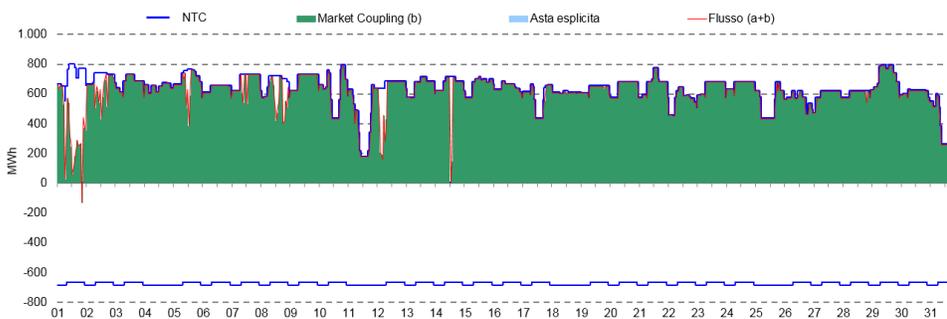


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 56,24 €/MWh, si mostra, in analogia con il PUN, solo pochi centesimi di €/MWh più alto su base mensile ma decisamente superiore rispetto a marzo 2017 (+27,8%) (Grafico 9). Il confronto con il PUN evidenzia un prezzo di acquisto su MI inferiore di 0,67 €/MWh (0,48 €/MWh un anno fa).

A livello di singoli mercati l'incremento dei prezzi è compreso

tra il 21,7% circa di MI7 ed il 32,1% di MI4 e il confronto con il PUN mostra quotazioni ovunque inferiori, in particolare su MI5 (-4,4%) (Figura 1 e Grafico 10).

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, ininterrottamente in flessione da settembre, si attestano 2,3 TWh (-3,4%), dinamica che si concentra nei primi due mercati e su MI6 (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

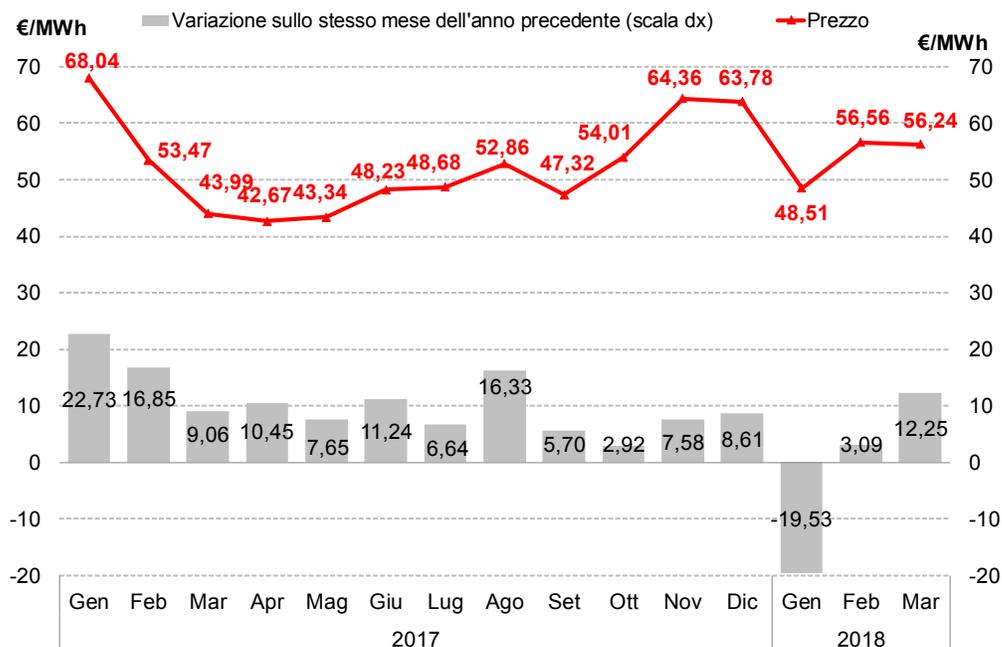
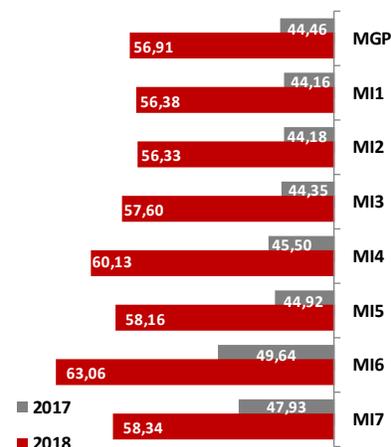


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	56,91	+28,0%	25.480.448	34.294	+3,6%
MI1 (1-24 h)	56,38 (-0,9%)	+27,7%	1.149.170	1.547	-11,3%
MI2 (1-24 h)	56,33 (-1,0%)	+27,5%	427.354	575	-15,6%
MI3 (5-24 h)	57,60 (-2,8%)	+29,9%	302.875	489	+64,9%
MI4 (9-24 h)	60,13 (-2,1%)	+32,1%	84.492	171	+21,6%
MI5 (13-24 h)	58,16 (-4,4%)	+29,5%	109.393	295	+39,2%
MI6 (17-24 h)	63,06 (-1,7%)	+27,0%	137.927	558	-13,4%
MI7 (21-24 h)	58,34 (-2,7%)	+21,7%	43.406	353	+5,6%

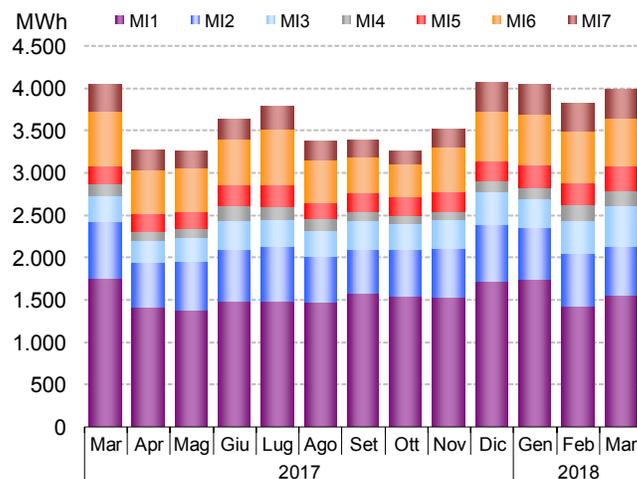
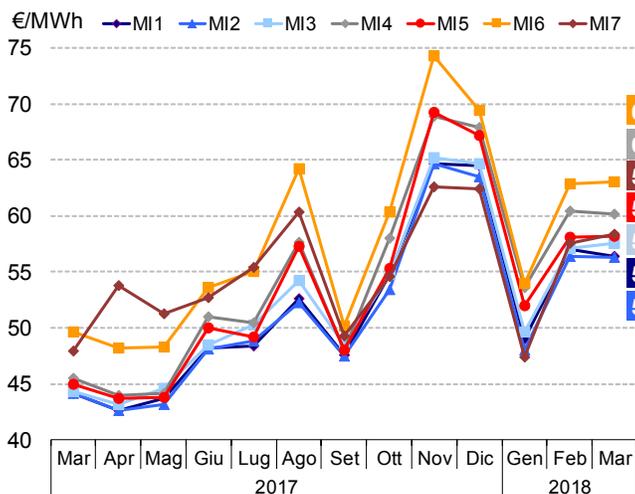
Prezzi. €/MWh



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

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

Fonte: GME



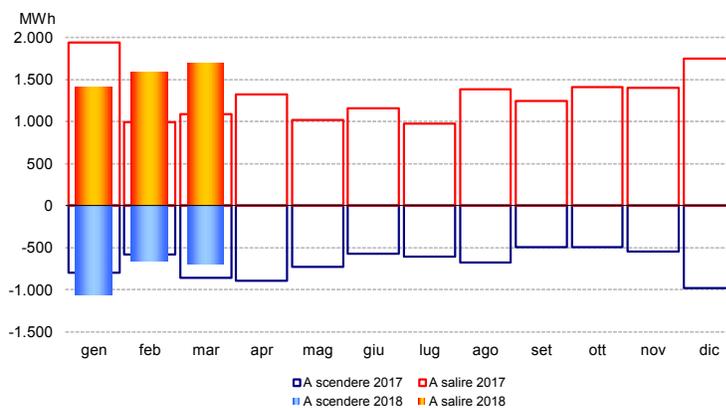
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire si attestano a 1,3 TWh, confermandosi in crescita tendenziale (+56,1% su marzo 2017). Tornano in

calo, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,5 TWh (-17,8%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

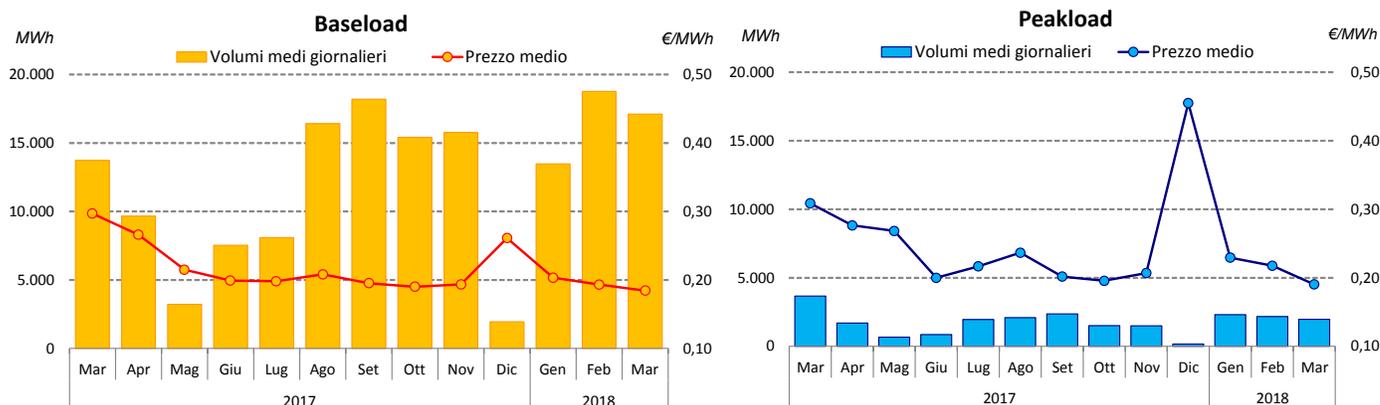
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 268 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 198 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri si attesta per entrambi i profili sul livello più basso dall'avvio del mercato, pari 0,18 €/MWh per i baseload ed

a 0,19 €/MWh per i peakload, rispettivamente nei 31 e nei 22 giorni di flusso del mese. I volumi complessivamente scambiati su MPEG risultano pari a 0,6 TWh, la maggior parte dei quali, come di consueto, riferiti a prodotti con profilo baseload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	198	31/31	0,18	0,17	0,20	530.280	17.106
Peakload	70	22/22	0,19	0,18	0,50	43.500	1.977
Totale	268					573.780	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 17 negoziazioni, tutte riferite a prodotti baseload, per complessivi 43 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 752 GWh, in calo del 12,7% su febbraio. I prezzi appaiono, con la sola eccezione del prodotto Giugno

2018, in netto aumento, più evidente su Aprile 2018 che chiude il suo periodo di trading a 49,35 €/MWh sul baseload (+13,7%) ed a 53,09 €/MWh (+14,3%) sul peakload, ed una posizione aperta pari a 140 MW sul baseload, per complessivi 101 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

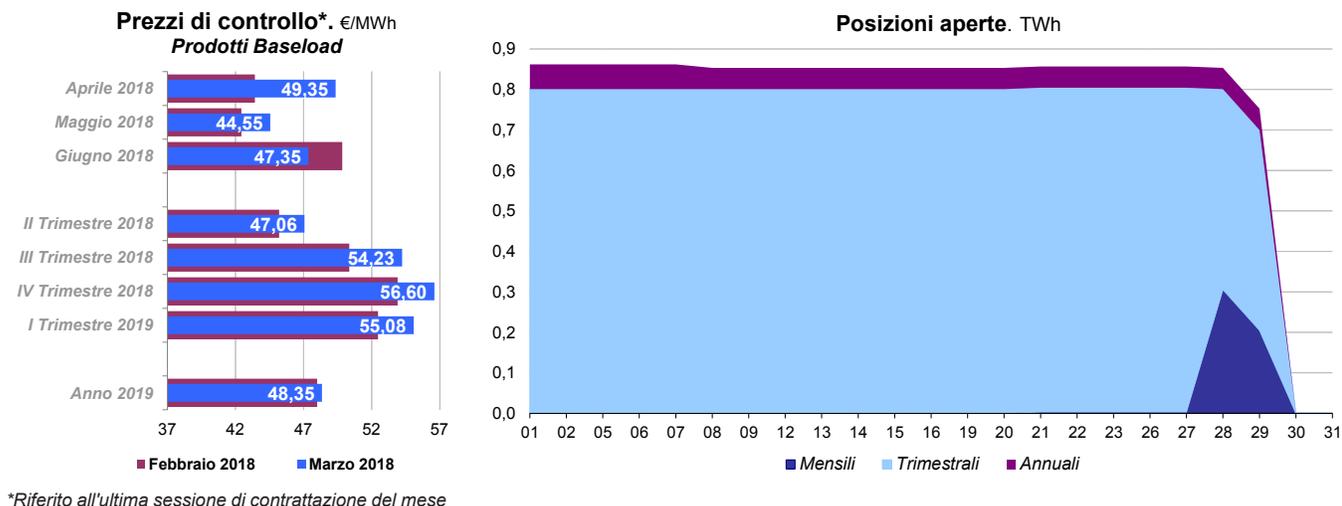
	PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh	
Aprile 2018	49,35	+13,7%	1	5	-	5	-	140	100.800	
Maggio 2018	44,55	+5,0%	-	-	-	-	-	140	104.160	
Giugno 2018	47,35	-5,0%	-	-	-	-	-	140	100.800	
Luglio 2018	51,65	-	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2018	47,06	+4,1%	1	5	-	5	-	140	305.760	
III Trimestre 2018	54,23	+7,7%	1	5	-	5	150,0%	124	273.792	
IV Trimestre 2018	56,60	+5,0%	-	-	-	-	-	99	218.691	
I Trimestre 2019	55,08	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2019	44,66	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2019	48,35	+0,7%	2	2	-	2	-77,8%	6	52.560	
Totale			5	17	-	17			750.003	
	PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh	
Aprile 2018	53,09	+14,3%	-	-	-	-	-	-	-	
Maggio 2018	49,26	+5,4%	-	-	-	-	-	-	-	
Giugno 2018	53,96	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-	
Luglio 2018	60,58	-	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2018	52,09	+4,2%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2018	62,83	+8,1%	-	-	-	-	-	3	2.340	
IV Trimestre 2018	70,15	+5,4%	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2019	65,27	+8,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2019	49,57	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2019	55,32	+1,4%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2019	55,32	+1,4%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-			2.340	
TOTALE			5	17	-	17			752.343	

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2018, pari a 27,4 TWh, registrano ancora un moderato incremento tendenziale (+0,6%). Segno positivo sia per le transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 26,8 TWh (+0,2%), che per le più modeste negoziazioni concluse su MTE, pari a 105 GWh contro i 71 GWh di un anno fa, e sul MPEG, passate da 510 a 574 GWh (Tabella 8).

In aumento per il terzo mese consecutivo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari

a 14,3 TWh (+3,1%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si attesta 1,92, in lieve ripresa su febbraio ma ancora in calo su un anno fa (Grafico 13).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,4 TWh, registrano una crescita sul 2017 del 24,5%, mentre i relativi sbilanciamenti a programma, pari 6,9 TWh, si riducono del 12,9%.

Stesse dinamiche dal lato prelievo, con i programmi registrati, saliti a 11,6 TWh (+8,2%) e i relativi sbilanciamenti a programma, scesi a 4,2 TWh (-11,9%).

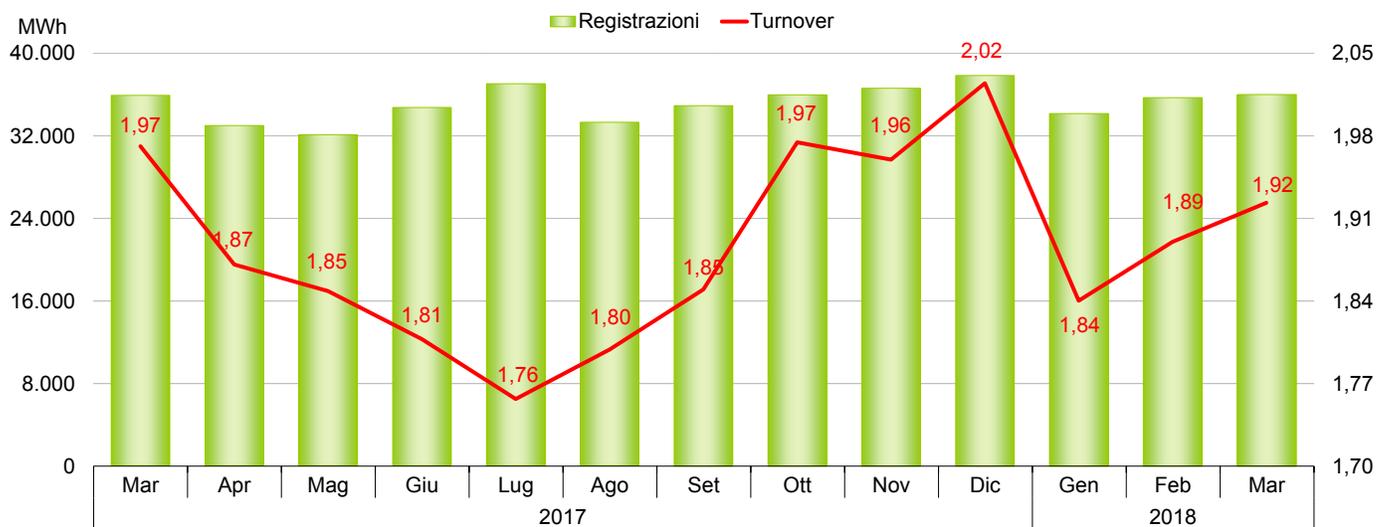
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.650.556	+0,5%	24,2%	Richiesti	9.064.681	+7,5%	100,0%	11.740.735	+8,3%	100,0%
Off Peak	65.072	-65,7%	0,2%	di cui con indicazione di prezzo	4.081.173	+1,3%	45,0%	297	-97,8%	0,0%
Peak	180.296	+5,9%	0,7%	Rifiutati	1.690.136	-32,7%	18,6%	132.521	+16,1%	1,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.688.814	-32,7%	18,6%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.895.924	-1,2%	25,1%	Registrati	7.374.545	+24,5%	81,4%	11.608.213	+8,2%	98,9%
Totale Non standard	19.857.656	+0,8%	72,4%	di cui con indicazione di prezzo	2.392.358	+57,5%	26,4%	297	-97,8%	0,0%
PCE bilaterali	26.753.580	+0,2%	97,5%	Sbilanciamenti a programma	6.888.955	-12,9%		2.655.286	-14,5%	
MTE	104.646	+46,9%	0,4%	Saldo programmi	-	-		4.233.669	-11,9%	
MPEG	573.780	+12,5%	2,1%							
TOTALE PCE	27.432.006	+0,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.263.500	+3,1%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo, sulla scia dell'ondata di freddo che ha coinvolto i primi giorni del mese, i consumi di gas naturale in Italia presentano una forte spinta al rialzo e si portano sui livelli più alti dal 2012 per il mese in analisi. La ripresa rispetto al 2017 è stata sostenuta principalmente dai consumi del settore civile che salgono sui livelli più alti da oltre dieci anni (50,5 TWh); più contenuta la crescita dei consumi nel settore termoelettrico e industriale. Sul lato offerta, le importazioni di gas naturale e soprattutto le erogazioni dai sistemi di stoccaggio mostrano una vigorosa crescita, rappresentando complessivamente il 94,6% dell'approvvigionamento del

sistema, mentre la produzione nazionale arretra. A fine mese la giacenza negli stoccaggi risulta più bassa rispetto allo scorso anno (-39%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi complessivamente scambiati si confermano su livelli molto elevati, rappresentando oltre il 5% della domanda complessiva di gas naturale (era 3,7% nel 2017). In forte ripresa soprattutto gli scambi sui mercati title i cui prezzi, in corrispondenza degli incrementi della quotazione al PSV, salgono intorno ai 24 €/MWh; più contenuta la crescita su MGS sia in termini di prezzi che di volumi.

IL CONTESTO

Nell'ultimo mese del semestre invernale, i consumi di gas naturale in Italia con un balzo del 27,5% su base annua segnano il valore più alto degli ultimi sei anni per il mese di marzo, pari a 8.222 milioni di mc.

La crescita appare legata principalmente all'aumento dei consumi del settore civile che, in corrispondenza delle temperature più rigide registrate nell'intero mese ed in particolare con l'ondata di freddo siberiano nei primi tre giorni, registrano l'incremento più rilevante e salgono a 4.767 milioni di mc (+52,8%), livello più alto per il mese in analisi da oltre dieci anni. In aumento anche i consumi del settore termoelettrico attestatisi a 1.892 milioni di mc (+1,5%), in concomitanza ad un aumento della produzione da impianti alimentati a gas osservata anche in corrispondenza di un calo delle importazioni nette di energia elettrica.

Infine guadagnano il 3,2% i consumi del settore industriale, pari a 1.312 milioni di mc (+3,2%), replicando la buona

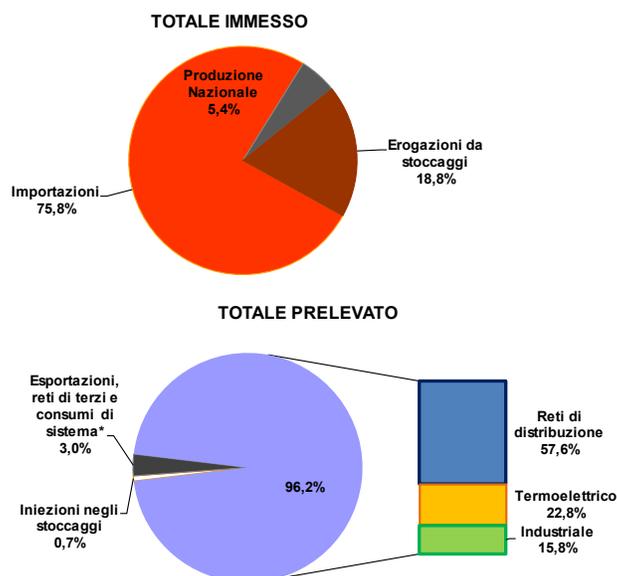
performance del mese precedente. Crescono, infine, le esportazioni, sebbene su livelli ancora esigui (252 milioni di mc, +30,5%). Sul lato offerta, l'aumento dei consumi di gas naturale è stato assorbito da maggiori importazioni, pari complessivamente a 6.279 milioni di mc (+17,4%), ed un più consistente approvvigionamento dagli stoccaggi, con le erogazioni pari a 1.560 milioni di mc (+108,3%); arretra ancora la produzione nazionale che supera lievemente i 400 milioni di mc (-9,8%). L'incremento delle importazioni è stato sostenuto anche questo mese dai flussi di gas russo a Tarvisio che aggiornano il valore più alto da febbraio 2017, pari a 2.686 milioni di mc (+72,8%), e di gas libico a Gela, pari a 492 milioni di mc (+36,8%). In calo le importazioni dai restanti punti di entrata tramite gasdotto, mentre riprendono le attività nei terminali GNL, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo con 670 milioni di mc (+23,8%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.279	66,4	+17,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.100	22,2	-5,4%
Tarvisio	2.686	28,4	+72,8%
Passo Gries	261	2,8	-61,2%
Gela	492	5,2	+36,8%
Gorizia	7	0,1	-
Panigaglia (GNL)	37	0,4	+6956,1%
Cavarzere (GNL)	670	7,1	+23,8%
Livorno (GNL)	26	0,3	+2898,0%
Produzione Nazionale	444	4,7	-9,8%
Erogazioni da stoccaggi	1.560	16,5	+108,3%
TOTALE IMMESSO	8.282	87,7	+25,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	7.970	84,4	+27,4%
Termoelettrico	1.312	13,9	+3,2%
Reti di distribuzione	1.892	20,0	+1,5%
4.767	50,5	+52,8%	
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	252	2,7	+30,5%
TOTALE CONSUMATO	8.222	87,0	+27,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	60	1	-58,3%
TOTALE PRELEVATO	8.282	87,7	+25,7%

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



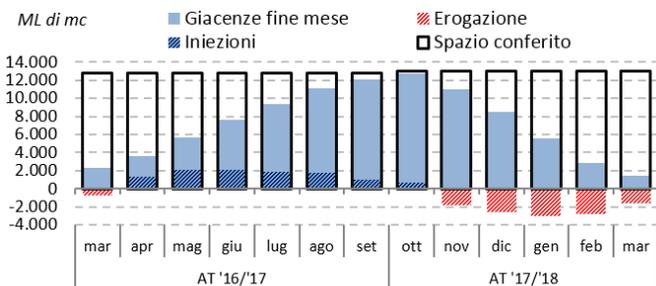
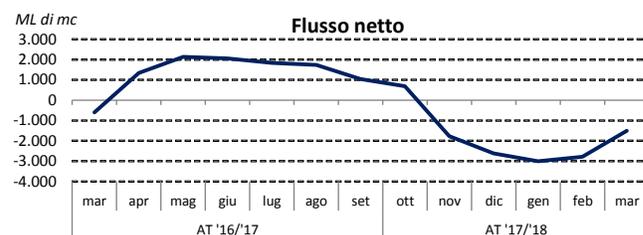
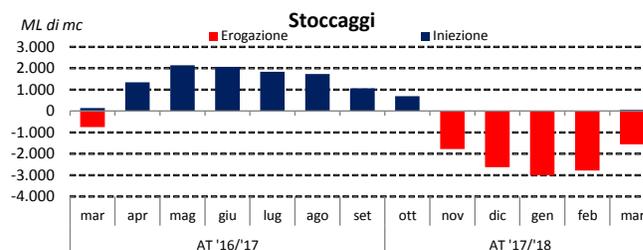
Nell'ultimo giorno del mese invernale la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 1.426 milioni di mc, in calo del 38,6% rispetto al 31 marzo del 2017. Il rapporto

giacenza/spazio conferito si attesta al 10,9%, anch'esso in flessione rispetto ad un anno fa (-7,2 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2018)	1.426	-38,6%
Erogazione (flusso out)	1.560	+108,3%
Iniezione (flusso in)	60	-58,3%
Flusso netto	1.500	+147,6%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	10,9%	-7,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) segna il secondo rialzo consecutivo e si spinge a 24,45 €/MWh (+1 €/MWh su base mensile, +7 €/MWh su base annua), valore inferiore di soli 3 €/MWh dal massimo registrato a dicembre 2017. L'aumento sia congiunturale che tendenziale è concentrato nei primi giorni del mese, in corrispondenza dell'ondata di freddo siberiano,

quando la quotazione raggiunge i 60 €/MWh, in un contesto europeo anch'esso rialzista. I prezzi registrati dai principali hub europei, infatti, mostrano ovunque consistenti apprezzamenti fino ad oltre metà mese, con il prezzo al TTF che supera, seppur di poco, il livello del PSV (24,79 €/MWh); tale differenziale raggiunge i 16 €/MWh per il giorno gas venerdì 2 marzo.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), in calo dal massimo annuale registrato a febbraio, segnano una nuova importante crescita tendenziale e si portano a 4,6 TWh (+82%), favoriti in particolare nella prima parte del mese dall'aumento degli consumi di gas naturale, rappresentando il 5,3% della domanda totale del sistema (era 3,7% a marzo 2017).

La ripresa, diffusa sui tre principali mercati a pronti, appare più evidente sui due mercati title che complessivamente hanno contribuito per circa il 70% degli scambi. In particolare, al secondo mese di operatività del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1, i volumi negoziati su MGP-gas si confermano sui livelli più alti di sempre e si attestano a 0,7 TWh (erano 77 mila MWh l'anno precedente). Sul più liquido MI-gas sono stati scambiati 2,4 TWh (+76%); di questi, 1,4 TWh sono stati movimentati dal RdB (60% del totale), valore quasi raddoppiato rispetto allo scorso anno; l'incremento

degli scambi del RdB si è concentrato principalmente sul lato degli acquisti (0,8 TWh, +618%) e nei primi tre giorni del mese, in corrispondenza di consumi di sistema più elevati. Avanzano anche gli scambi su MGS che, con 1,5 TWh, si conferma il secondo mercato più importante in termini di volumi.

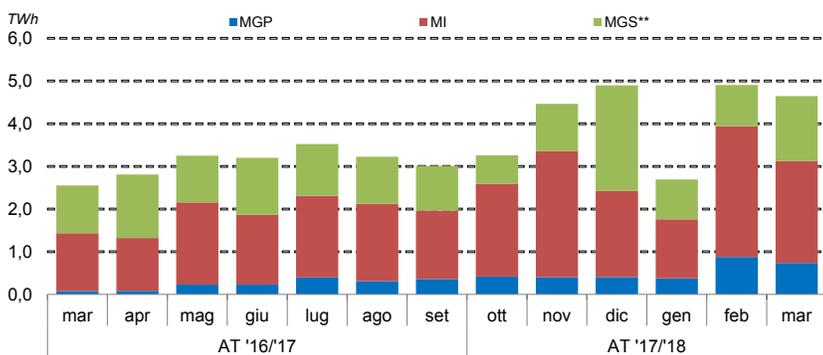
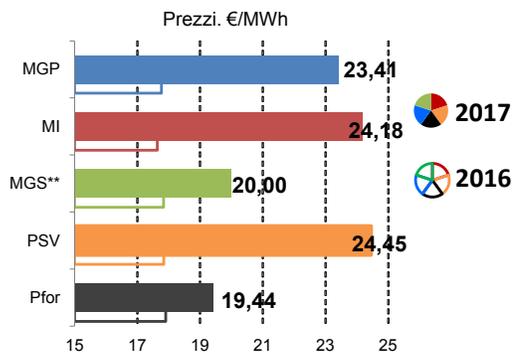
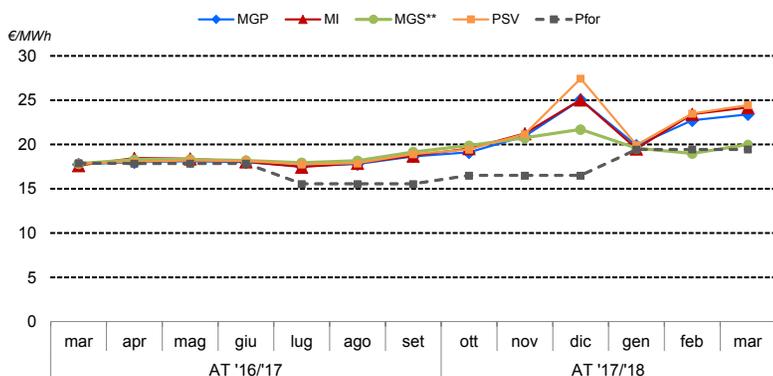
I prezzi presentano ovunque un rincaro, sia rispetto a febbraio che su base annua, e si attestano sotto il livello massimo registrato lo scorso dicembre, intorno ai 24 €/MWh sui mercati title ed a 20 €/MWh su MGS. L'apprezzamento delle quotazioni dei primi due mercati, seguendo gli sviluppi registrati al PSV, è concentrato nei primi tre giorni del mese in corrispondenza delle avverse condizioni meteo e del prorogarsi dello stato di preallarme dichiarato dal Ministero dello Sviluppo Economico. In tali giorni le quotazioni su MGP-gas e su MI-gas superano di oltre 20/30 €/MWh la media mensile, con punte giornaliere a 52 €/MWh su MGP-gas ed a 75 €/MWh su MI-gas.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

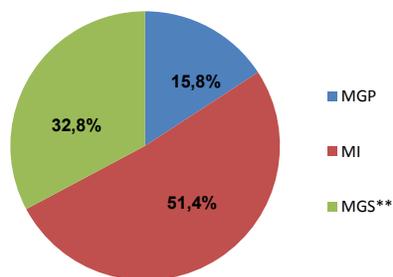
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	23,41 (17,77)	19,40	85,00	734.568	(77.035)
MI	24,18 (17,63)	18,30	100,00	2.387.472	(1.355.870)
MGS**	20,00 (17,84)	18,51	21,30	1.523.858	(1.117.348)
Stogit	20,00 (17,84)	18,51	21,30	1.523.858	(1.117.348)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Struttura degli scambi



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

I volumi scambiati nella piattaforma MGS hanno interessato anche questo mese esclusivamente l'impresa di stoccaggio Stogit. I volumi movimentati da Snam mostrano un deciso incremento: gli acquisti, pari a 333 GWh, appaiono favoriti dai maggiori scambi con finalità di Neutralità, pari all'89% del totale; le vendite, più che

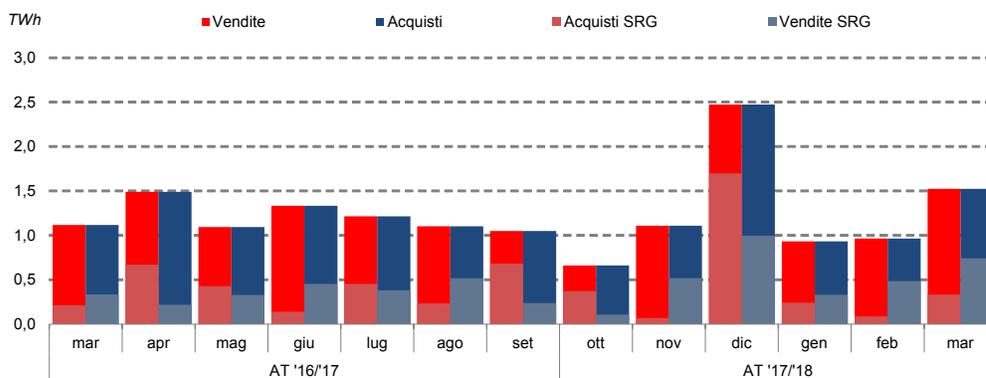
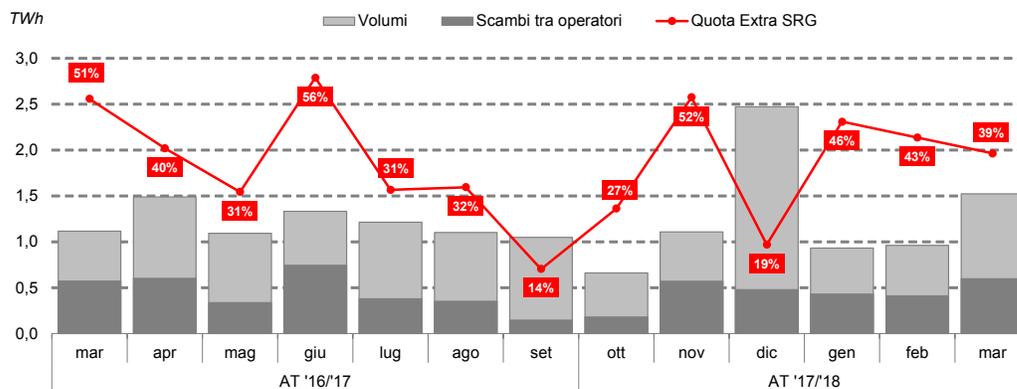
raddoppiate su base annua, ammontano a 741 GWh, di cui oltre l'87% con finalità di Bilanciamento; il totale movimentato da Snam sale pertanto al 61%. Gli scambi tra operatori sono stati pari a 599 GWh, in aumento del 4,7% su base annua, tuttavia con una quota in calo di 12 punti percentuali su marzo 2017.

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.523.858	(1.117.348)	1.523.858	(1.117.348)	-	(-)	-	(-)
SRG	332.825	(211.237)	740.744	(334.248)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	36.825	(211.237)	647.206	(334.248)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	296.000	(-)	93.538	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	1.191.033	(906.111)	783.114	(783.100)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a marzo non si sono registrati scambi; il prodotto M-2018-04 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 18,90 €/MWh ed una posizione aperta di 720 MWh.

Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 2.856 MWh, in netto calo rispetto al mese precedente (-58%). Prezzi di controllo stabili per tutti i prodotti negoziabili, con segnali ribassisti solo per il BoM.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-03	-	-	20,05	-2,4%	-	-	-	-	-	-	131	262
BoM-2018-04	-	-	18,86	-	-	-	-	-	-	-	48	1.392
M-2018-04	-	-	18,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	720
M-2018-05	-	-	18,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	744
M-2018-06	-	-	18,60	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	720
M-2018-07	-	-	18,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	-	-	18,25	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	24	2.184
Q-2018-03	-	-	19,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,86	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	17,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	20,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	19,76	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	18,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											120	2.856

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A marzo le quotazioni a pronti del greggio, dei derivati petroliferi e del carbone si mantengono praticamente invariate su febbraio, con l'unica eccezione di quest'ultima ancora in flessione sul mese precedente, confermandosi tuttavia in decisa ripresa sul 2017. Sorretti, in particolare nella prima parte del mese, da temperature rigide su tutto il continente

i prezzi del gas naturale toccano i massimi da almeno tre anni, ad eccezione del PSV che, per la prima volta, inverte, anche se solo di pochi centesimi di €/MWh, il suo differenziale positivo con il TTF. In tale contesto si registrano anche, rispetto allo scorso anno, rialzi in doppia cifra sui prezzi dell'energia elettrica scambiata sulle principali borse europee.

Il prezzo del greggio, dell'olio combustibile e del gasolio si confermano sostanzialmente sui livelli ancora elevati di febbraio, pari rispettivamente a 66 \$/bbl, 351 \$/MT e 577 \$/MT, continuando a registrare variazioni in doppia cifra sul 2017 (+27/+29%). In lieve rialzo sul mese precedente anche le aspettative di prezzo registrate sui mercati a termine per tali commodities, con quotazioni che nel breve periodo riflettono l'attuale prezzo spot per il greggio e livelli leggermente superiori per i prodotti derivati. Permane in flessione congiunturale e

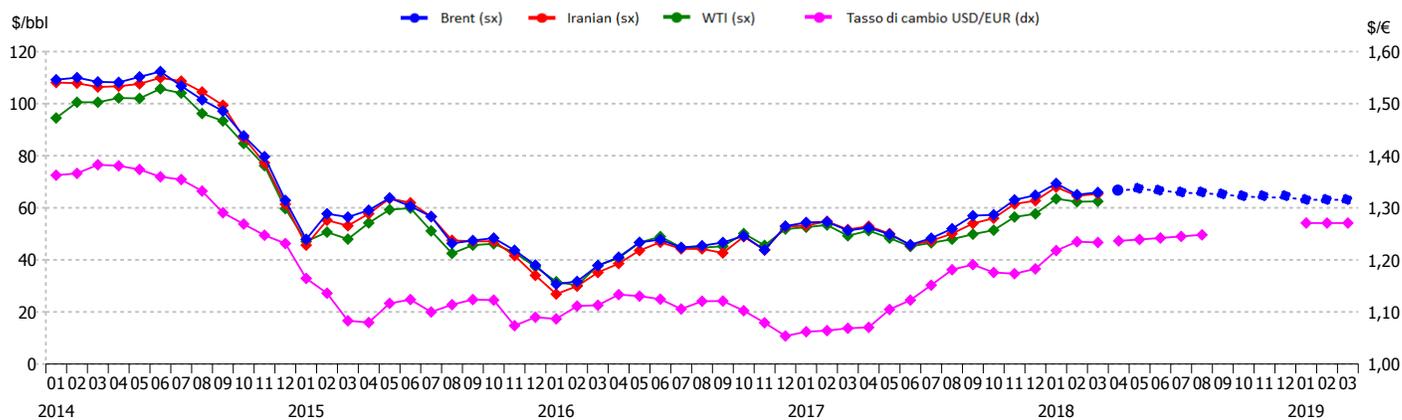
segna un incremento tendenziale decisamente più modesto, invece, il prezzo del carbone che si riporta poco sopra gli 80 \$/MT (-6% e +7%), livello a cui si allineano le previsioni di prezzo a termine per i prossimi mesi.

La conversione in euro delle quotazioni, in presenza di un tasso di cambio pari a 1,23 \$/€, stabile sul valore più alto da inizio 2015, mostra impatti significativi esclusivamente su base annua, favorendo un'attenuazione o un'inversione delle variazioni osservate sui combustibili.

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

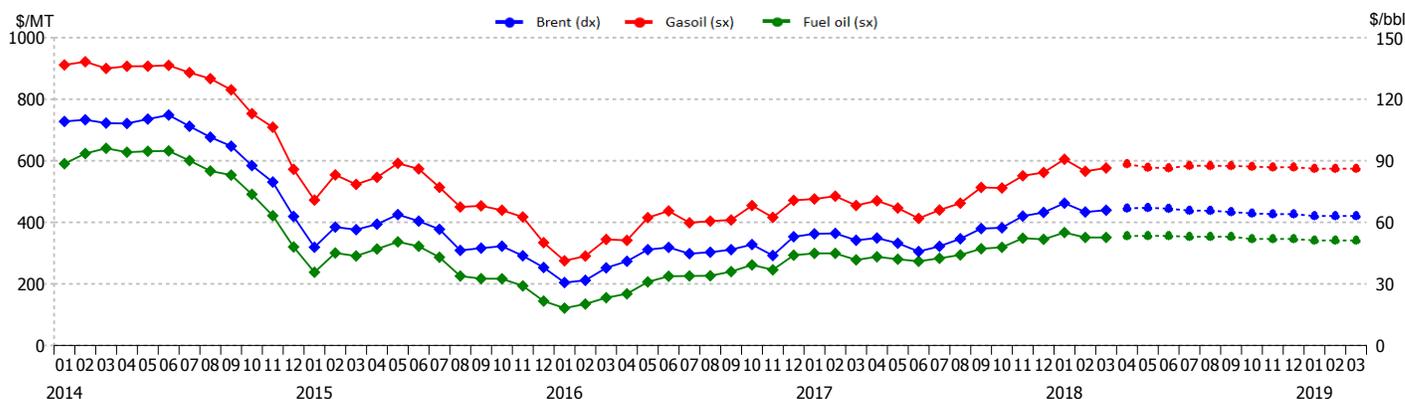
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mar 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 18	Var M-1 (%)	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	65,91	+ 1 %	+ 29 %	-	66,82	+ 3 %	66,27	+ 3 %	65,54	-	61,83	+ 2 %
	€/bbl	53,43	+ 1 %	+ 11 %	-	54,04	-	53,48	-	52,77	-	48,66	-
OLIO COMB.	\$/MT	350,86	+ 0 %	+ 26 %	347,53	355,78	+ 0 %	356,13	+ 0 %	355,96	-	340,15	+ 2 %
	€/MT	284,44	+ 0 %	+ 9 %	-	287,71	-	287,38	-	286,60	-	267,69	-
GASOLIO	\$/MT	576,69	+ 2 %	+ 27 %	577,00	589,51	+ 2 %	581,16	+ 1 %	578,74	-	571,79	+ 2 %
	€/MT	467,52	+ 2 %	+ 10 %	-	476,73	-	468,97	-	465,98	-	449,97	-
CARBONE	\$/MT	80,41	- 6 %	+ 7 %	81,25	80,13	- 4 %	80,16	- 4 %	79,63	-	75,85	- 6 %
	€/MT	65,19	- 6 %	- 7 %	-	64,80	-	64,69	-	64,11	-	59,69	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,23	- 0 %	+ 15 %	-	1,24	- 0 %	1,24	- 0 %	1,24	-	1,27	+ 0 %

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



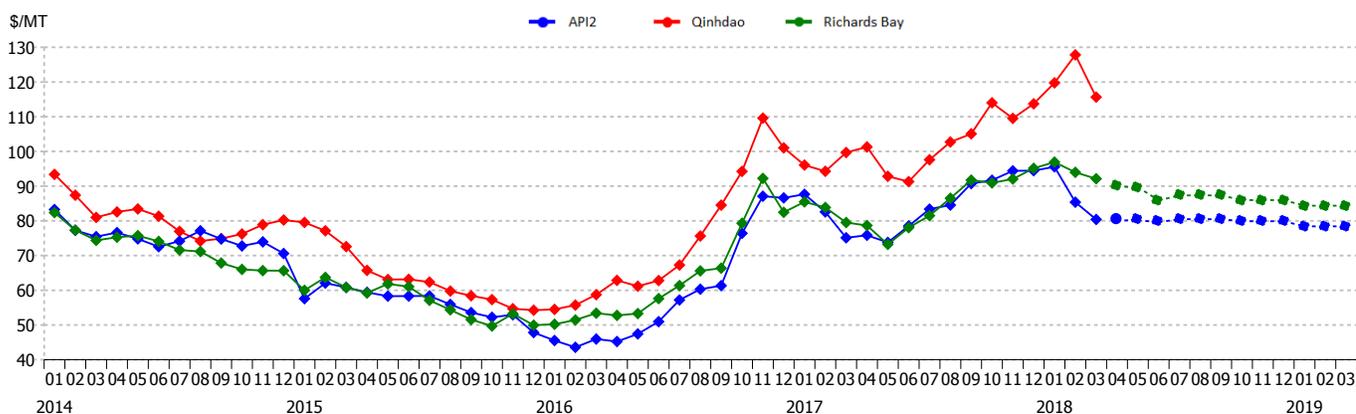
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

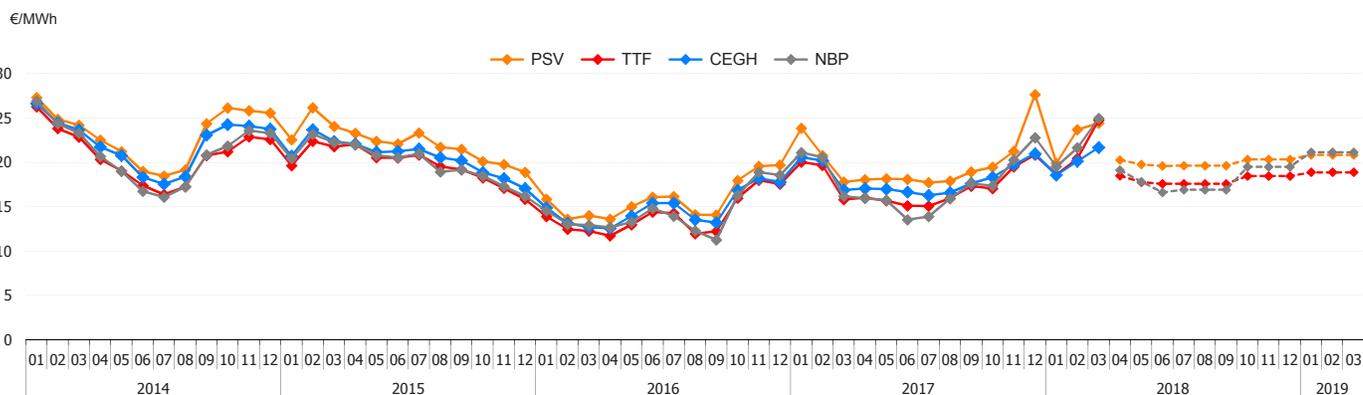
Anche a marzo le dinamiche delle quotazioni del gas sulle principali piattaforme continentali appaiono guidate dalle rigide temperature che hanno investito l'Europa, in particolare nella prima parte del mese, portandole, con l'unica eccezione del PSV (24,45 €/MWh, +4/+37%), sui livelli più alti da almeno tre anni, compresi tra i circa 22 €/MWh del CEGH (+8/+28%) ed i quasi 25 €/MWh di TTF e NBP (rispettivamente +22/+56% e +15/+54%). In evidenza l'inversione, anche se per soli pochi

centesimi di €/MWh, dello spread tra PSV e TTF, la prima osservata nel corso degli ultimi 5 anni, concentratasi in 6 dei 22 giorni gas del mese e che, in particolare con riferimento alla giornata del 2 marzo ha toccato i 16 €/MWh. Rispetto al mese precedente, i mercati a termine aggiornano al rialzo le quotazioni per i prossimi mesi primaverili, prospettando tuttavia prezzi decisamente inferiori agli attuali spot, con uno spread PSV-TTF in risalita attorno ai 2 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mar 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 18	Var M-1 (%)	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PSV	IT	24,45	+ 4 %	+ 32 %	20,80	20,30	+ 6 %	19,79	+ 7 %	19,63	-	18,88	+ 2 %
TTF	NL	24,79	+ 22 %	+ 56 %	20,10	18,52	+ 7 %	17,77	+ 6 %	17,60	-	17,00	+ 2 %
CEGH	AT	21,71	+ 8 %	+ 28 %	19,42	18,82	+ 5 %	18,43	+ 6 %	18,67	-	-	-
NBP	UK	24,99	+ 15 %	+ 54 %	21,08	19,16	+ 7 %	17,84	+ 7 %	16,62	-	17,42	+ 2 %



Le avverse condizioni climatiche di inizio mese hanno favorito quotazioni elettriche elevate, in diffusa ripresa tendenziale e caratterizzate in Europa centro-meridionale da una sostanziale stabilità sul precedente mese di febbraio, in controtendenza rispetto al tipico andamento stagionale. Il prezzo italiano si conferma il più elevato (57€/MWh), mantenendo sostanzialmente invariato il suo differenziale dalla Francia, attestatosi sui 48 €/

MWh. Sale oltre ai 43€/MWh la quotazione per l'area scandinava (+10/+43%) che torna ad invertire, portandolo sui livelli più alti degli ultimi anni, il suo spread dal prezzo tedesco (37 €/MWh). I mercati a termine quotano prezzi diffusamente più alti rispetto a quelli espressi a febbraio per i prossimi mesi, confermando aspettative generalmente ribassiste in linea con la stagionalità della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mar 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 18	Var M-1 (%)	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
ITALIA	56,91	- 0 %	+ 28 %	-	45,77	+ 4 %	42,83	- 1 %	47,59	-	48,25	+ 0 %
FRANCIA	48,26	- 1 %	+ 36 %	43,75	37,93	+ 2 %	30,72	+ 4 %	33,34	-	39,93	-
GERMANIA	37,36	- 7 %	+ 18 %	36,31	33,90	+ 2 %	30,27	+ 1 %	32,81	-	34,96	-
AREA SCANDINAVA	43,43	+ 10 %	+ 43 %	44,10	41,57	-	47,71	-	51,05	-	49,03	-
SPAGNA	40,18	- 27 %	- 7 %	39,20	36,16	+ 12 %	28,34	+ 7 %	26,96	-	27,29	-
AUSTRIA	36,85	- 8 %	+ 17 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	53,28	+ 1 %	+ 44 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

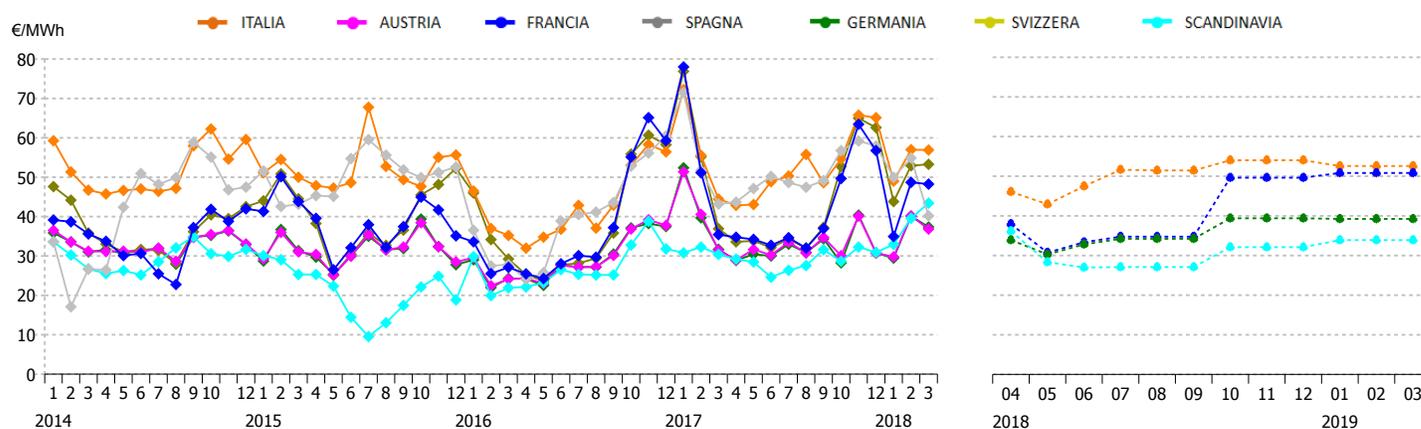
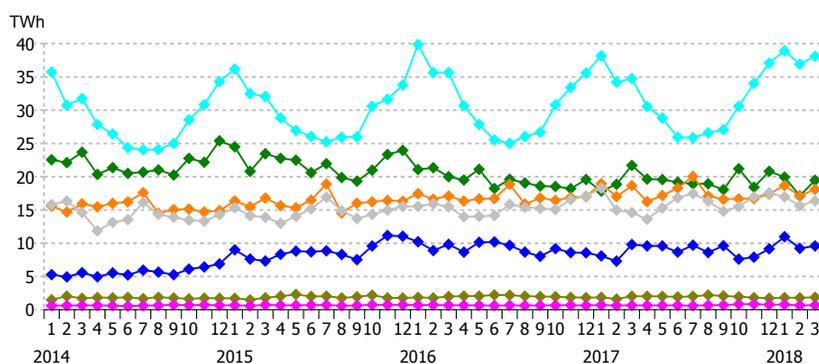


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mar 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	18,1	- 4 %	- 3 %
FRANCIA	9,6	- 6 %	- 2 %
GERMANIA	19,5	+ 3 %	- 10 %
AREA SCANDINAVA	38,1	- 7 %	+ 10 %
SPAGNA	16,4	- 5 %	+ 12 %
AUSTRIA	0,7	- 3 %	+ 5 %
SVIZZERA	1,9	- 6 %	- 8 %



Relativamente ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool si conferma la piattaforma più liquida, con 38,1 TWh (-7/+10%), seguita da EpeX (30,9 TWh -1/-8%), la cui stabilità congiunturale è favorita

dalla dinamica dei volumi negoziati in Germania, gli unici in rialzo. Su base annuale si riducono anche i volumi sulla piattaforma italiana (18,1 TWh) mentre aumentano le transazioni sulla borsa spagnola e austriaca.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato a marzo ripiega dal massimo storico del mese precedente e si riporta a 350 €/tep; la flessione di circa 97 €/tep della quotazione si è tradotta in una sostanziale stabilità del contributo tariffario a 311 €/tep, per effetto del ridotto livello di volumi rilevanti. In lieve calo, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che dopo otto anni inverte il segno del differenziale con il valore di mercato superandolo di circa 6 €/tep. Scambi in forte ripresa sul mercato (+85%) con una

liquidità in crescita al 50%, favorita anche da un aumento più contenuto delle negoziazioni bilaterali; cede, invece, sul mese precedente la quantità destinata al trading (-29%). Nell'ultimo mese di negoziazione delle Garanzie d'Origine riferite alla produzione 2017, i prezzi medi sulle tre piattaforme di scambio si confermano in crescita ed ai massimi storici. La quotazione media sul mercato organizzato (MGO) sale pertanto a 0,63 €/MWh, a fronte di una brusca flessione dei volumi scambiati, sempre meno significativi nel confronto con le altre forme di contrattazione.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nella sessione del 13 marzo, la prima dopo l'intervento del Ministero dello Sviluppo Economico volto a limitare l'impatto dei rialzi delle quotazioni sul contributo tariffario, il prezzo medio sul mercato organizzato si riporta sul livello di novembre e dicembre, pari a 350 €/tep (-22%), cedendo 97 €/tep rispetto alla media del mese precedente. Tale arretramento non è stato pienamente assorbito dal contributo tariffario stimato che permane, rispetto a fine febbraio, a 311 €/tep (+0,1%), in virtù di un robusto ridimensionamento delle quantità rilevanti, pari al 3,6% del totale scambiato. Si riduce, tuttavia, lo spread tra il contributo stimato e le quotazioni di mercato del mese a circa 39 €/tep (era 136 €/tep a febbraio).

Il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale mostra una flessione più contenuta rispetto al mese precedente e, dopo circa otto anni, supera di oltre 6 €/MWh il prezzo medio sul MTEE, attestandosi a 356 €/tep (-1%). Tale differenziale sale a 11 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, che anche questo mese rappresentano la quasi totalità delle negoziazioni; in

entrambi i casi le quotazioni superano in modo significativo il valore del contributo tariffario stimato (circa 50 €/tep). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (320,01-450,00 €/tep) scende rapidamente e si porta al 10% (era 67% a febbraio).

Anche in presenza di una riduzione delle sedute di mercato i volumi risultano in netto aumento rispetto alle due sessioni di febbraio (274 mila tep; +85%) sospinti dall'avvicinarsi della scadenza dell'anno d'obbligo; in aumento anche la quota di mercato sul totale contrattato che, dopo i due cali consecutivi di inizio anno, arriva a sfiorare il 50%. Dinamiche inverse, invece, per le quantità destinate al trading che si riducono del 29%, rappresentando circa il 10% dei volumi di mercato (era 26% a febbraio).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 52.157.554 tep, in aumento di 247.719 tep rispetto a fine febbraio 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 4.751.337 tep (+5,5% sul periodo precedente).

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.			€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.		
Mercato	350,10	-21,7%	320,01	450,00	273.937	+85,1%	95,91	+44,9%	26.718	-29,3%	9,8%	-15,8 p.p.	13	-3
Bilaterali	356,41	-1,4%	0,00	489,90	280.027	+14,5%	99,81	+12,8%						
con prezzo >1	361,45	-0,2%	90,00	489,90	276.127	+13,1%	99,81	+12,8%						
Totale	353,29	-10,3%	0,00	489,90	553.964	+41,1%	195,71	+26,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

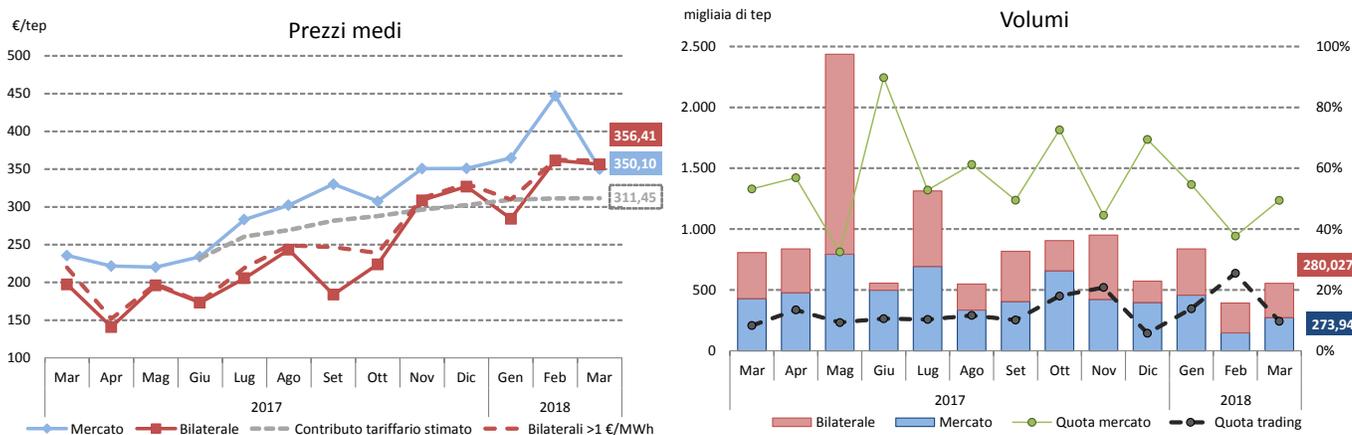


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Marzo	318,72	4.291.494	313,45	3.932.672	91,6%	311,45	4.751.337	52.157.554
Giugno - Febbraio	316,58	4.017.557	313,16	3.922.780	97,6%	311,16	4.505.657	51.909.835

* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEEGSI con delibera 435/2017/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

** Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

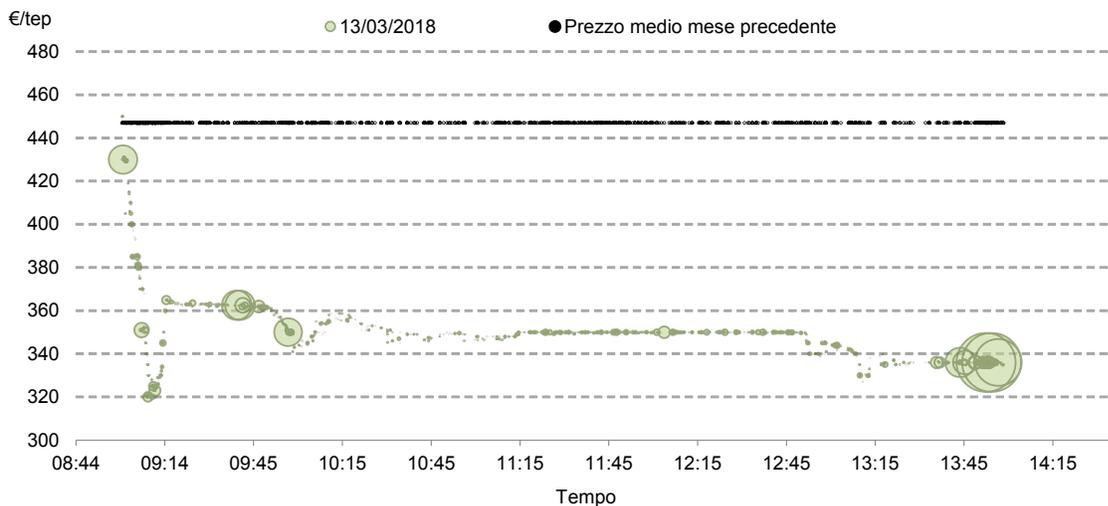
L'analisi della seduta mostra come, fatta eccezione per tre abbinamenti, la totalità degli scambi sia avvenuta ad un prezzo inferiore rispetto alla media dello scorso febbraio. I prezzi delle transazioni presentano già nei primi minuti della sessione un repentino calo, fino al livello minimo di 320 €/tep, ed un altrettanto fulmineo aumento sui 360 €/tep; le quotazioni proseguono con un andamento altalenante per poi

stabilizzarsi nell'ultima parte della seduta attorno ai 340 €/tep, in corrispondenza di volumi negoziati più elevati rispetto al resto della seduta.

Il numero medio di titoli scambiati per singola transazione, inoltre, aumenta rispetto alle precedenti sessioni sui livelli più alti di sempre (221 titoli nella seduta del 13 marzo, erano 91 il 13 febbraio).

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Il prezzo medio registrato a febbraio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, prosegue il trend crescente avviato dallo scorso agosto e rinnova il massimo storico a 0,63 €/MWh (+8,3% su febbraio), mantenendo a circa 0,22 €/MWh il differenziale con le quotazioni riportate sulla Piattaforma Bilaterale, anch'esse in aumento sui valori più alti di sempre (0,41 €/MWh).

Sembra rafforzarsi anche l'analogo trend del prezzo medio di assegnazione delle Aste del GSE che, con 0,87 €/MWh, aggiorna il massimo storico e si colloca su un livello significativamente superiore alle altre piattaforme;

contribuiscono maggiormente all'impennata dei prezzi le assegnazioni delle garanzie con tipologia Solare (1,21 €/MWh).

La scadenza del periodo di trading delle garanzie riferite alla produzione del 2017 non ha favorito maggiori scambi sul mercato organizzato, i cui volumi, pari a 0,2 TWh, registrano una pesante contrazione e si confermano poco significativi. Per contro, risultano più che triplicate ed ai massimi degli ultimi due anni le transazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, pari a 22,9 TWh, nettamente superiori anche rispetto alle assegnazioni tramite Asta del GSE (1,9 TWh).

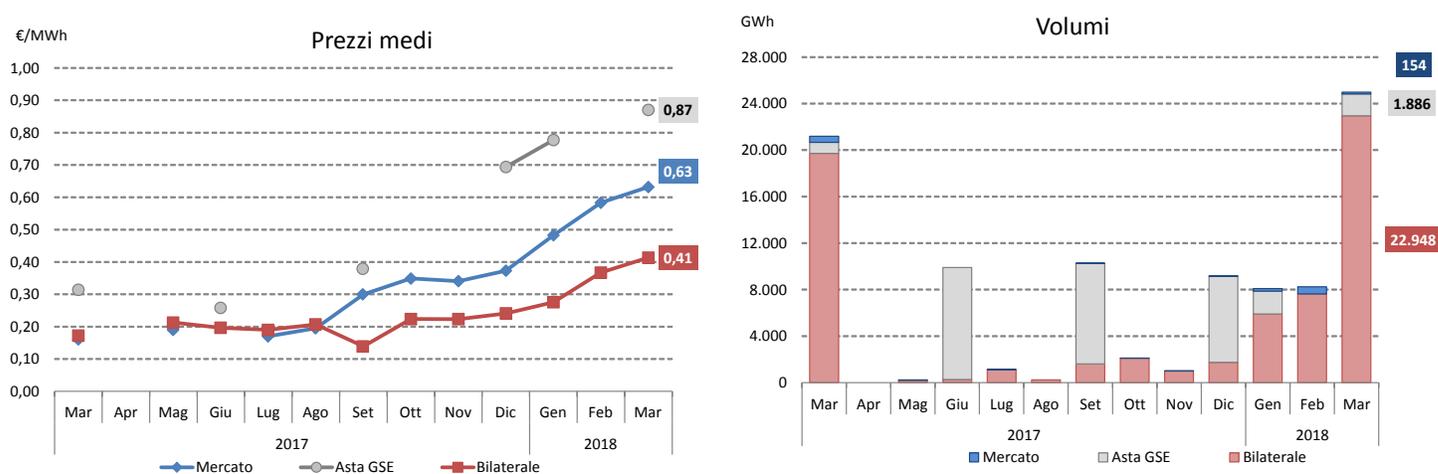
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,63	+8,3%	0,58	0,66	153.504	-75,0%	97.016	-73,0%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,41	+12,6%	0,00	1,50	22.947.540	+200,7%	9.486.514	+238,6%
	0,41	+9,9%	0,01	1,50	22.897.499	+208,0%	9.486.514	+238,6%
Totale	0,41	+8,2%	0,00	1,50	23.101.044	+180,2%	9.583.529	+203,3%
Asta GSE	0,87	-	0,72	1,31	1.886.231	-	1.642.343	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

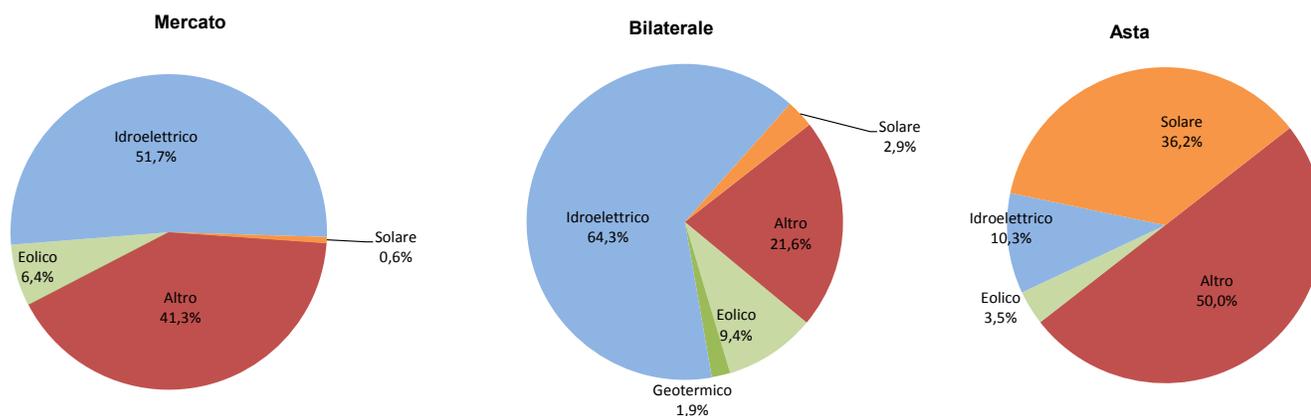


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. Oltre la metà delle contrattazioni sul mercato organizzato e sulla piattaforma bilaterale è riferita a produzione da impianti

idroelettrici (rispettivamente 52% e 64%), seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro, che sul mercato rappresenta il 41%. Rimane residuale su ambedue le piattaforme la tipologia Solare che rappresenta, invece, nelle aste del GSE la seconda più scambiata (36%), nonché in assoluto quella più costosa.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2017

Fonte: dati GME



L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

Di Lisa Orlandi - RIE

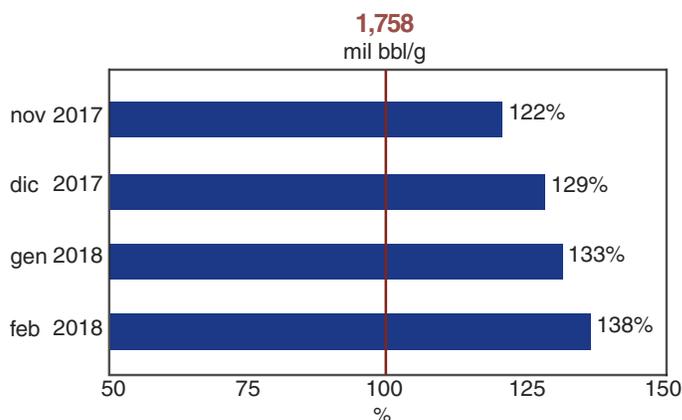
(continua dalla prima)

Relativamente all'Accordo OPEC/non-OPEC che vede coinvolti 24 paesi produttori per una produzione cumulata di 56,8 mil. bbl/g (il 60% circa del totale mondiale), la decisione di estendere a tutto il 2018 i tagli alla produzione in vigore dal 1° gennaio 2017 e l'elevata aderenza agli stessi mostrata di mese in mese, hanno trasmesso un segnale di compattezza di questa nuova alleanza imperniata sull'asse Arabia Saudita-Russia. Tuttavia, con l'avvicinarsi del prossimo vertice – in programma il 22 giugno a Vienna – si aprono vari scenari, in particolare sul post-2018. Anche se sono in molti a ritenere probabile la prosecuzione della collaborazione, il “ma” è d'obbligo perché a confrontarsi sono paesi con esigenze e situazioni molto diverse tra loro. Sono almeno tre gli elementi evolutivi da tenere in considerazione: in primo luogo, la

modalità di partecipazione – specie della Russia – che potrebbe cambiare già a partire dalla seconda metà del 2018, reso possibile con l'inserimento, durante il vertice del 30 novembre scorso, di una clausola che prevede la possibilità di introdurre “aggiustamenti” in relazione alle condizioni di mercato e ai progressi compiuti. Se quindi da un lato il Ministro del petrolio russo Novak, all'indomani della rielezione di Putin alla Presidenza del Cremlino, ha riaffermato la volontà di collaborare con l'OPEC, dall'altro non ha escluso una eventuale correzione delle attuali condizioni di partecipazione all'accordo: un caveat che riflette soprattutto la pressione esercitata dai grandi gruppi petroliferi del paese, desiderosi di piazzare sul mercato un maggior volume produttivo rispetto a quello cui ora sono, controvolgia, tenuti.

OPEC e non-OPEC: alto grado di compliance ai tagli concordati

Fonte: OPEC



Un secondo aspetto cruciale riguarda il ruolo di Libia, Nigeria e Iran, sinora esentate dai tagli ma con una produzione che nel 2017 ha riportato un significativo aumento. I due paesi africani, in particolare, hanno segnato una crescita annua congiunta di circa 500.000 bbl/g rispetto al 2016 e non si escludono ulteriori incrementi qualora le crisi interne si dovessero allentare. Stante questa potenzialità e pur senza addivenire alla definizione di un target di riduzione, ai due paesi è stato quindi chiesto di mantenere una produzione cumulata di 2,8 mil. bbl/g, in linea con il dato di fine 2017, senza procedere ad ulteriori aumenti. Di certo un passo avanti che, tuttavia, non dà certezze di alcun genere trattandosi di paesi, specie la Libia, la cui produzione è ancora lontana dai livelli a pieno regime antecedenti la crisi che la attraversa. Una situazione analoga riguarda l'Iran, uno Stato che sta affannosamente cercando di modernizzare la sua economia dopo anni di sanzioni internazionali e che ha più volte

espresso la volontà di attuare piani espansionistici della produzione petrolifera che oggi si attesta sui 3,8 mil. bbl/g. Un livello quest'ultimo che, nell'ambito dell'Accordo sui tagli, gli è stato chiesto di mantenere. Vi è poi, in terzo luogo, la nuova e controversa posizione saudita. Il leader de facto dell'OPEC sta mostrando una veste inedita, decisamente più falco che colomba, e quindi ben distante dall'atteggiamento moderato che l'ha storicamente caratterizzato. Quasi a farsi portatore di quel ruolo che negli ultimi anni non hanno potuto svolgere i falchi tradizionali – Iran, Venezuela e Algeria – le cui ali sono state rispettivamente tarpate dalle sanzioni, da una grave crisi economica interna e da una produzione petrolifera in calo. È ormai risaputo che il Regno abbisogna di un prezzo del petrolio più vicino ai 70 che ai 60 doll/bbl per realizzare le riforme economiche che il principe trentunenne Mohammed bin Salman ha pianificato nell'ambito del suo programma “Vision 2030” e che consentirebbero al paese di espandere

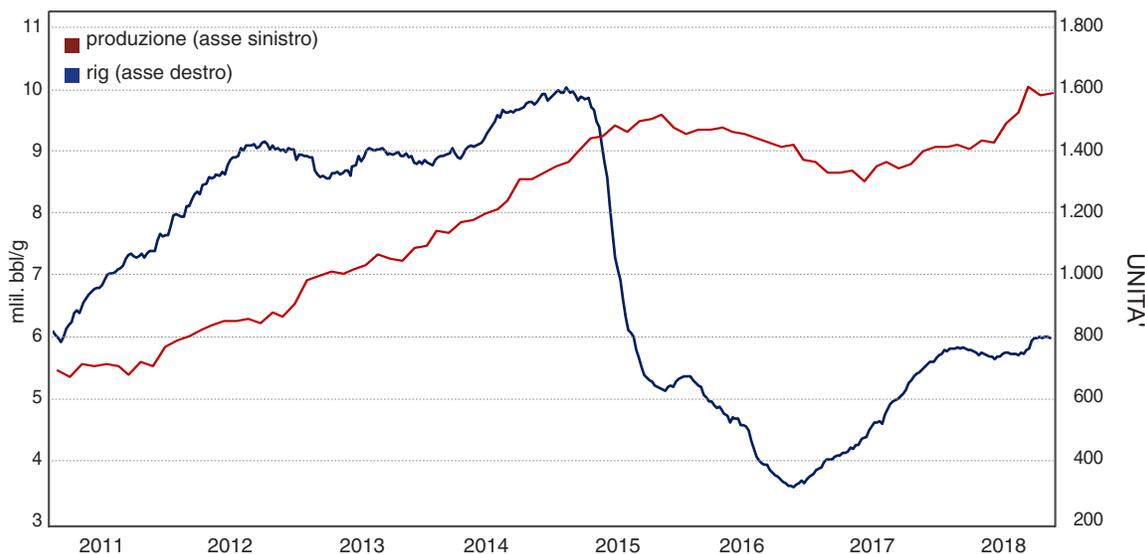
L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

la sua economia "far beyond oil". Un programma che però da quello stesso oil non può prescindere in quanto richiede ingenti risorse finanziarie, ancora più difficili da reperire se dovesse sfumare la tanto attesa IPO (initial public offering) di Saudi Aramco, più volte rimandata e ora quanto mai incerta. Con un budget statale 2018 di 264 miliardi di dollari, il più grande di sempre, Riad ha inoltre già differito di tre anni – dal 2020 al 2023 - la data indicata come obiettivo per eliminare il disavanzo delle finanze pubbliche causato dai bassi prezzi del greggio. Dato il contesto, risulta quindi comprensibile la reiterata volontà del Regno di proseguire sulla strada dei tagli, arrivando anche a sottolineare la necessità di strutturare una collaborazione di più lungo termine (10-20 anni) con i paesi non-OPEC. Questi desiderata si scontrano, tuttavia, con la difficoltà di convincere gli altri paesi aderenti all'accordo che quella del rialzo dei prezzi – e quindi del contenimento della produzione – è la via giusta da seguire anche quando le scorte ritorneranno in linea con la media degli ultimi cinque anni. Storicamente, l'OPEC ha sempre faticato, se non fallito, nel mantenere fede ai target produttivi man mano che l'obiettivo per cui erano stati pensati giungeva a compimento, specie se accompagnato da un aumento delle quotazioni. Significative al riguardo le recenti dichiarazioni del Ministro iraniano del petrolio, secondo il quale un allentamento dei tagli sarebbe auspicabile, perché prezzi inferiori a quelli attuali potrebbero in parte penalizzare i produttori americani. Una visione opposta a quella saudita e che inverte quella che è sempre stata la posizione storica dei due paesi: il primo più improntato ad un approccio aggressivo lato prezzi, il secondo più moderato. Una visione che riflette anche il forte cambiamento che sta interessando Riad e la diversa concezione – almeno in base alle dichiarazioni – che i due stati hanno della produzione USA. Mentre l'Arabia Saudita continua a sostenere di "non aver perso il sonno" nonostante

gli aumenti messi a segno dai produttori statunitensi, l'Iran sembra invece preoccuparsene. Per tutte queste ragioni, il 2018 si preannuncia un anno chiave in cui la tenuta dell'accordo verrà messa alla prova e in cui si potranno meglio comprendere le intenzioni delle parti in causa. Sino ad oggi, il meccanismo si è rivelato efficace e ben oliato ma non si può escludere un suo prossimo inceppamento. Come anticipato e nonostante l'ostentata sicurezza saudita, l'OPEC allargata non può quindi esimersi dal fare i conti con gli Stati Uniti, la cui offerta petrolifera ha ripreso a crescere a partire dalla scorsa primavera fino a superare già a fine 2017 la soglia dei 10 mil. bbl/g, un livello più alto del record storico di 9,6 mil. bbl/g conseguito nel 1970 sotto la presidenza di Richard Nixon. Nuovi massimi sono stati quindi raggiunti ad inizio 2018, per un output complessivo che si porta a 10,4 mil. bbl/g e che sembra non fermare la sua corsa, apprestandosi a far assurgere gli USA a primo produttore petrolifero mondiale già da quest'anno. Con simili numeri e dinamiche, gli Stati Uniti si confermano una variabile chiave dell'oil market. Ciò si desume anche dalle rilevanti oscillazioni di prezzo che spesso si verificano subito prima – come è tipico di un mercato in cui le aspettative contano – o subito dopo la pubblicazione settimanale dei dati su scorte, produzione e rig perforati, elementi ritenuti determinanti nel processo di riequilibrio in atto. Volendo stilare un bilancio dei primi tre mesi dell'anno, questi indicatori sono esplicitivi di un evidente dinamismo lato offerta, mentre sul fronte delle scorte – dopo un periodo piuttosto prolungato di cali consecutivi - si assiste ora ad un confuso saliscendi che complica l'esercizio previsivo. In generale, si può comunque affermare che le dinamiche del mercato petrolifero USA presentano ad oggi un'intonazione principalmente ribassista e fungono da freno agli sforzi congiunti dei paesi OPEC e non-OPEC uniti dall'accordo.

Produzione di greggio e rig perforati negli USA

Fonte: per la produzione, EIA DOE; per i rig, Baker Hughes



L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

Se a ciò si aggiunge il fatto che si dispone ancora di una conoscenza limitata dello shale oil e del suo “comportamento” in funzione delle diverse condizioni di mercato e che le stime sulle risorse recuperabili sono contornate da grande incertezza², la traiettoria che questa produzione seguirà – sia per direzione che per intensità – è praticamente impossibile da predire e pone gli altri produttori di fronte ad un dilemma al momento irrisolvibile. Se, ad esempio, l’offerta di questa tipologia di petrolio non convenzionale dovesse raddoppiare

americana e facendosi erodere quote di mercato fino all’atteso – seppur temporalmente non individuabile – picco produttivo, oppure investire in spare capacity³ senza sapere se verrà mai utilizzata? La risposta ovvia ad oggi non c’è e qualsiasi azione presenta i suoi rischi. Pertanto, sarà ancora con lo shale oil che l’OPEC dovrà fare i conti nel futuro più prossimo, esattamente come accaduto da tre anni a questa parte.

Al braccio di ferro tra OPEC e Stati Uniti è andata poi



rispetto agli attuali livelli – con il solo shale oil che arriverebbe così a 12 mil bbl/g – non si verificherebbe alcun deficit di offerta e questo nonostante la scarsità di investimenti in altre aree del mondo verificatasi nel post-2014. All’opposto, se il suo picco produttivo fosse prossimo, si potrebbe creare una condizione di ammanco su scala mondiale molto difficile da colmare, proprio in ragione della forte contrazione delle capex degli ultimi anni e del ridottissimo numero di scoperte, al minimo da 70 anni. Il pattern reale potrebbe, certo, essere una via di mezzo tra questi due scenari estremi e quindi tale da permettere anche ad altri produttori di crescere evitando al contempo shock di offerta. Ma l’incertezza e la scarsa conoscenza di questa nuova produzione rendono altresì plausibili i due scenari estremi, aumentando le difficoltà per l’OPEC e per gli altri principali produttori di individuare una contro-risposta univoca e ottimale: mantenere lo status quo assistendo passivamente all’espansione dell’offerta

aggiungendosi, a partire da fine 2017, una crescente instabilità geopolitica in aree chiave di produzione e di transito, tale da innescare una componente psicologica rilevante e talvolta prevalente rispetto ai fondamentali di mercato. Dietro la ripresa delle quotazioni vi è infatti anche il ritorno alla ribalta dello scacchiere medio-orientale, dove i focolai di tensione sono molteplici. Ne sono esempi la riconquista di Kirkuk da parte delle forze speciali irachene; le tensioni nell’importante area produttiva del Kurdistan; il difficile processo di transizione di Riad – con l’arresto ad inizio novembre di diversi membri della famiglia reale e di altri importanti esponenti del Governo e del mondo degli affari da parte della commissione anticorruzione presieduta dal nuovo erede al trono; l’annosa lotta per l’egemonia regionale tra Arabia Saudita e Iran, con la Russia che – alleata di entrambi – tenta di mediare riuscendo al contempo ad estendere la propria influenza, supportata anche dalla

L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

nuova alleanza con la Turchia e dal sostegno fornito alla guerra siriana. Come se non bastasse, la tensione tra i due rivali storici dell'OPEC ha trovato nuova linfa nella sempre più scarsa fiducia dell'amministrazione Trump nei confronti della classe dirigente della Repubblica Islamica – con il possibile avvio di un nuovo round di sanzioni – e nel concomitante riavvicinamento tra Washington e Riad. Fuori dall'area medio-orientale va poi menzionata la crisi del Venezuela con le agenzie di rating Standard&Poor e Fitch che ne hanno dichiarato il default a metà novembre scorso, condizione quest'ultima che coinvolgerebbe anche la Russia, sostenitrice del controverso Governo di Maduro e implicata nella ristrutturazione del debito di Caracas. Un lungo e non esaustivo elenco di criticità che conferma come, direttamente o indirettamente, siano ancora Arabia Saudita, Russia e Stati Uniti i protagonisti principali di questa complicata arena.

Ad eccezione del Venezuela – dove la produzione si è ridotta dai 2,2 mil. bbl/g del 2016 agli 1,6 mil. bbl/g di gennaio 2018 – questo insieme di tensioni non ha tuttavia impattato in modo rilevante sulle forniture petrolifere e nel complesso l'attuale quadro domanda-offerta non desta preoccupazioni. In un simile contesto, non si può comunque ignorare la possibilità di shock dovuti al deterioramento di alcune situazioni, un rischio che alimenta una componente speculativa importante ed è in grado di impattare al rialzo sui prezzi.

Quale scenario si ritiene più probabile per il 2018?

Fondamentali di mercato, economia mondiale, geopolitica, finanza. Sono queste quattro dimensioni – e le cause e gli effetti connessi – ad essersi alternate, e spesso combinate, nelle diverse fasi storiche dell'oil market, imprimendo di volta in volta una determinata direzione alle quotazioni del greggio. Nel contesto attuale, non potendo ponderare il rischio geopolitico né tantomeno prevedere l'evoluzione delle tensioni in atto, l'esercizio previsivo poggia su considerazioni relative ai fondamentali reali, in particolare sul versante dell'offerta.

Sostenuti dall'estensione dell'accordo OPEC e non-OPEC a tutto il 2018 e dall'elevato livello di compliance esibito dai paesi aderenti – seppur con lo sforzo maggiore di alcuni che ha più che compensato l'inadempienza di altri e con l'evidente contributo del crollo produttivo del Venezuela per via della crisi interna – i prezzi del greggio non hanno mai abbandonato la presa dei 60 doll/bbl. Si ritiene quindi poco probabile un crollo verticale delle quotazioni, perché l'agreement sui tagli – fin quando sarà in vigore – sembra definire un floor minimo di resistenza attorno a questa soglia, in quanto il processo di riduzione delle scorte per cui era stato pensato può dirsi avviato.

Per contro, la produzione americana è andata molto oltre quel concetto di resilienza che le era stato associato dalla crisi del

2014. Non ha solo resistito, infatti, ma ha rapidamente alzato la testa quando le quotazioni le hanno permesso il ritorno alla redditività: una redditività che aveva lasciato a 100 doll/bbl e che ha ritrovato a 55-60, frutto dei molteplici miglioramenti di efficienza e produttività conseguiti. La ripresa è stata tale da portare il livello produttivo degli Stati Uniti a superare i 10 mil. bbl/g già a dicembre 2017 e a prevedere per il 2018 un volume prossimo a 10,7 mil. bbl/g: se i fatti dovessero confortare le previsioni, l'aumento annuo sarebbe di 1,4 milioni⁴, quasi in linea con la crescita attesa dei consumi mondiali stimata dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) in 1,5 mil. bbl/g. Numeri alla mano, si comprende facilmente come le dinamiche di matrice USA stiano ponendo un cap ai prezzi, i quali non riescono a sfondare in modo duraturo quota 70, per quanto ci abbiano provato in ripetute occasioni.

In sintesi, l'analisi del primo trimestre dell'anno – e se vogliamo degli ultimi sei mesi – sembra supportare la tesi che il prezzo del greggio abbia trovato un suo equilibrio nel range 60-70 e in particolare nell'intorno dei 65 doll/bbl, un prezzo in corrispondenza del quale le forze opposte dei tagli produttivi OPEC e non-OPEC e dell'aumento della produzione USA si equilibrano. Fino a qui, la lettura sembra sin troppo chiara ma, come sottolineato in più occasioni, dietro questo range di equilibrio si celano elementi evolutivi il cui esito non può essere ad oggi noto. In tale ottica, il 2018 potrebbe risultare un anno chiave: perché già dal prossimo vertice dell'OPEC Plus potrebbero meglio chiarirsi le intenzioni delle parti in causa; perché l'andamento delle scorte OCSE in corso d'anno dimostrerà se l'obiettivo di riportarle in linea con il dato medio degli ultimi 5 anni – alla base dell'accordo sui tagli – è stato effettivamente e non provvisoriamente raggiunto; perché dall'evoluzione della produzione americana si potrebbe capire se il trend di crescita continuerà ai ritmi di oggi o se – come alcuni investitori stanno iniziando a chiedere – anche i player dello shale oil USA inizieranno ad adottare un approccio value over volume, come hanno fatto le grandi compagnie occidentali a partire dal 2014; perché risulterà più chiaro se l'industria petrolifera sarà veramente uscita dalla crisi, come sembrano mostrare i primi positivi risultati finanziari del 2017 e se, dopo un triennio di disinvestimenti più che di investimenti, il trend di questi ultimi tornerà ad essere positivo.

L'attuale stabilità prelude ad una svolta?

In attesa di avere alcune risposte, si può forse azzardare che ancora per quest'anno il mercato rimarrà caratterizzato da un'offerta pienamente in grado di rispondere alla domanda, ma in un contesto di progressivo riequilibrio. Sul futuro più lontano, invece, le ipotesi sono varie e spaziano da chi ritiene che il petrolio rimarrà dominante nel mix energetico mondiale a chi invece decreta la sua imminente fine. Del primo avviso

L'APPARENTE EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO MONDIALE

sembra essere Goldman Sachs, l'influente banca d'affari americana che, in una sua recentissima pubblicazione, parla di "rinascita delle sette sorelle", a suo dire storicamente in grado di trarre profitto da fasi di equilibrio come quella in corso, grazie al combinato disposto di prezzi del greggio in aumento e costi operativi in calo.

E questo nonostante la spinta alla decarbonizzazione e l'elettrificazione dei trasporti che, sempre secondo la banca d'affari, determineranno sì una riduzione dei consumi petroliferi ma con un effetto complessivamente positivo per il mercato, in quanto contribuiranno ad evitare quello shock lato offerta che altrimenti si potrebbe verificare a seguito del basso livello di investimenti post-2014. Su quest'ultimo punto insiste, peraltro, anche l'AIE che nel suo ultimo World Energy Outlook (WEO 2017) sottolinea come saranno necessari investimenti continui e su larga scala per sviluppare – entro l'orizzonte 2040 – quei 670 miliardi di barili di nuove risorse che si rendono necessari per colmare il declino naturale dei giacimenti esistenti e al contempo soddisfare la crescita continua dei consumi⁵.

Di tutt'altra natura lo scenario "Sky" presentato a fine marzo da Shell, proprio una di quelle sette sorelle citate da Goldman Sachs: in questo outlook si ipotizza la piena implementazione degli obiettivi di Parigi e si delineano le traiettorie necessarie affinché ciò accada: tra queste, una domanda di petrolio che raggiunge il suo picco nel 2025, che nel mondo energetico significa domani.

Pur avendo elaborato questa visione, la compagnia riconosce che il semplice rafforzamento degli sforzi correnti non basterà a realizzare la portata del cambiamento

richiesto dalla COP21. Saranno infatti necessari sia grandi cambiamenti nelle politiche climatiche, tali da incoraggiare investimenti e innovazione, sia l'applicazione di massa di tecnologie disruptive.

Uno scenario, in sostanza, che evidenzia una forte componente di incertezza, dato che il suo esito è subordinato al verificarsi di una serie di condizioni concomitanti, complesse e interconnesse.

Tra i due estremi descritti da Goldman Sachs e da Shell, che delineano rispettivamente una nuova età dell'oro e un definitivo affossamento dell'industria petrolifera mondiale, si inserisce l'attuale momento di equilibrio, con i suoi molteplici interrogativi le cui risposte – man mano che si chiariranno – potranno condurre ad esiti molto differenti. D'altronde basta osservare gli ultimi dieci anni per rendersi conto che è possibile assistere ad aumenti o riduzioni dei prezzi di grande intensità e in pochissimo tempo – tra i casi più eclatanti il passaggio da 50 a 95 doll/bbl tra febbraio e novembre 2007, la continua escalation verso il record storico di 147 doll/bbl a luglio 2008 seguita da un crollo verticale a 35 doll/bbl appena cinque mesi dopo, o ancora la discesa da 114 a 50 doll/bbl tra giugno e dicembre 2014 – e per riconoscere l'imprevedibilità di questo mercato, che ha saputo scardinare quelli che sono stati per anni dei veri e propri assiomi come il picco di domanda o il picco di offerta, ancora non raggiunti e continuamente differiti.

Come il passato insegna, le fasi di presunta stabilità hanno quindi spesso rappresentato l'avvio di un nuovo ciclo. Forse il 2018 potrà fornirci qualche elemento utile a capire se sarà questo il caso e quale sarà l'eventuale direzione.

¹ Il 2017 si è chiuso con un valore medio del Brent di 54,2 doll/bbl, quasi 11 dollari in più del 2016. Per un'analisi dettagliata delle dinamiche del 2017, si rimanda all'articolo pubblicato sul n. 1/2018 della Rivista Energia, intitolato "Petrolio: l'uscita dal tunnel della crisi".

² Nello Scenario centrale (New Policies Scenario), del World Energy Outlook 2017 l'AIE stima per gli Stati Uniti un ammontare di risorse di shale oil commercialmente recuperabile di 105 miliardi di barili. Tuttavia, si tratta di un dato molto incerto e la stessa Agenzia non esclude che il volume possa essere anche il doppio di quanto indicato.

³ Capacità produttiva inutilizzata ed effettivamente disponibile.

⁴ La produzione annua del 2017 è stata di 9,6 mil. bbl/g (DOE).

⁵ Nel suo Scenario centrale (New Policies Scenario), l'AIE stima per gli Stati Uniti un ammontare di risorse di shale oil commercialmente recuperabile di 105 miliardi di barili. Tuttavia, si tratta di un dato molto incerto e la stessa Agenzia non esclude che il volume possa essere anche il doppio di quanto indicato.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 1 marzo 2018 119/2018/R/EEL | “Istruzioni a Terna S.p.A. per l’attuazione di emendamenti alla metodologia del modello comune di rete europea, richiesti all’unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2016/1719 (FCA)” | pubblicata il 2 marzo 2018 Download <https://www.arera.it/it/docs/18/119-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 119/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha richiesto a TERNA di emendare la proposta dei TSO relativa a una metodologia per il modello comune della rete europea rilevante per gli orizzonti temporali annuale e mensile (proposta CGMM FCA), ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (nel seguito: Regolamento FCA).

Al riguardo, giova ricordare che, con la delibera 332/2017/R/EEL, l’ARERA - in coordinamento con le altre NRAs - ha approvato la proposta predisposta da tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO), contenente una metodologia per il “Modello comune di rete” ai sensi del Regolamento UE n. 2015/1222 (proposta CGMM CACM)¹. Entro sei mesi dall’approvazione della predetta proposta CGMM CACM, il Regolamento FCA prevede che tutti i TSO elaborino congiuntamente una proposta CGMM FCA da sottoporre anch’essa all’approvazione di tutte le NRAs.

In esito alla trasmissione da parte dei TSO della proposta CGMM FCA, le NRAs hanno formulato una richiesta congiunta di emendamenti al documento funzionali all’approvazione dello stesso. Conseguentemente, con la delibera 119/2018/R/EEL, l’ARERA ha chiesto a TERNA di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta CGMM FCA.

Deliberazione 15 marzo 2018 158/2018/R/EEL | “Avvio di istruttoria conoscitiva sulla disponibilità della capacità di trasporto fra l’Italia e la Grecia, anche in previsione dell’avvio del market coupling sulla medesima frontiera ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 16 marzo 2018 Download <https://www.arera.it/it/docs/18/158-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 158/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), in coordinamento con l’Autorità di regolazione greca, ha avviato un’indagine conoscitiva in merito alla disponibilità della capacità di trasporto fra Italia e Grecia in vista dell’estensione del market coupling sulla medesima frontiera prevista a partire dal 2019.

Al riguardo, nelle premesse della succitata delibera,

l’Autorità ricorda che, ad oggi, ai sensi della deliberazione 45/2015/R/EEL, il market coupling è stato implementato sui confini “Italia Zona Nord” - Francia, “Italia Zona Nord” - Slovenia e “Italia Zona Nord” - Austria e che, con particolare riferimento al confine “Italia Zona Brindisi” - Grecia, l’effettiva introduzione di tale meccanismo potrà avvenire solo successivamente alla revisione delle peculiari caratteristiche tecniche del mercato elettrico ellenico che, sino ad oggi, ne hanno limitato le possibilità di integrazione con gli altri mercati a livello europeo. In particolare, l’Autorità rileva che l’interconnessione tra Italia e Grecia, nel corso degli ultimi anni, è stata caratterizzata da frequenti guasti che ne hanno limitato la capacità di trasporto.

Pertanto, con la delibera 158/2018/R/EEL, l’ARERA ha avviato una istruttoria conoscitiva - che si concluderà entro il 30 settembre 2018 - finalizzata all’acquisizione di informazioni e dati utili per valutare la disponibilità della capacità di trasporto sull’interconnessione tra l’Italia e la Grecia.

A completamento, si segnala altresì che, con la pubblicazione della delibera 157/2018/R/EEL², l’Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee, ha richiesto a TERNA di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta - trasmessa ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM) - relativa alla metodologia per il calcolo coordinato della capacità rilevante per gli orizzonti temporali giornaliero e infra-giornaliero, con riferimento ai confini fra zone d’offerta appartenenti alla CCR³ Greece-Italy.

GAS

Deliberazione 29 marzo 2018 n. 186/2018/R/GAS | “Definizione dei criteri per il calcolo dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione” | pubblicata il 30 marzo 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/186-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 186/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha definito, ai sensi dell’articolo 7 dell’Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS (nel seguito: TIRG), i criteri per il calcolo del c.d. “prezzo di riserva” per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione.

Al riguardo, si ricorda che, l’articolo 7, comma 7.1, lettera a), del TIRG, dispone che i prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione - per periodi pari o superiori all’anno termico e in corso di anno termico - sono definiti sulla base di criteri stabiliti dall’Autorità, nei casi in cui il fattore di copertura dei ricavi (), di cui all’articolo 19 dell’Allegato A alla delibera 653/2017/R/GAS, al momento del conferimento, risulti maggiore di zero. La medesima deliberazione prevede che l’Autorità comunichi alle imprese di rigassificazione - una volta definiti - i predetti criteri di calcolo dei prezzi di riserva, con l’obbligo, per le medesime imprese, di mantenerne la

riservatezza se non diversamente disposto.

Con la deliberazione 186/2018/R/GAS, l'ARERA ha pertanto individuato i criteri per la definizione dei prezzi di riserva e trasmesso gli stessi alle imprese di rigassificazione, prevedendo che le medesime imprese mantengano riservati sia i prezzi di riserva che le modalità di calcolo per la loro definizione. Inoltre, nella deliberazione, ai fini dello svolgimento delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione annuale e pluriennale, l'Autorità ha altresì definito il valore del "gradino di prezzo elevato", pari al 5% del prezzo di riserva, e il valore del "gradino di prezzo basso", pari ad un quinto del valore del gradino di prezzo elevato.

AMBIENTALI

Decreto interministeriale 2 marzo 2018 | "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 65 del 19 marzo 2018 | Download <http://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, ha introdotto disposizioni volte ad incentivare l'immissione in consumo del biometano, del biometano avanzato e degli altri biocarburanti avanzati (diversi dal biometano), destinati all'utilizzo nel settore dei trasporti, nonché modificato ed integrato il Decreto ministeriale 10 ottobre 2014, recante le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti.

A tal proposito, giova ricordare che, ad oggi, in Italia, è previsto l'obbligo, per i fornitori di benzina e gasolio (c.d. "soggetti obbligati"), di immettere in consumo annualmente una quota minima di biocarburanti. Per verificare l'assolvimento dell'obbligo sono stati istituiti i Certificati di Immissione in Consumo (nel seguito: CIC), che vengono rilasciati ai medesimi soggetti sulla base dei quantitativi complessivi di biocarburanti immessi in consumo.

Tra le principali novità introdotte dal Decreto del 2 marzo 2018 si segnalano: i) la revisione delle quote minime annuali di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo da parte dei "soggetti obbligati" per il periodo 2018 - 2022; ii) l'introduzione di un sistema di incentivazione volto

a favorire, in particolare, l'immissione in consumo - con specifica destinazione nei trasporti - del biometano; iii) la previsione secondo la quale i CIC, oltre a essere scambiati nell'apposito Portale (c.d. "BIOCAR"), possano essere oggetto di negoziazione nell'ambito di una nuova piattaforma dedicata, la cui organizzazione e gestione è stata affidata al GME.

Infine, l'articolo 4 del citato Decreto ha altresì istituito le c.d. "Garanzie di Origine del biometano" per comprovare l'origine rinnovabile del gas immesso nella rete, le quali potranno essere oggetto di contrattazione nell'ambito della sede di scambio che verrà anch'essa organizzata dal GME.

A completamento, si segnala che, con delibera 173/2018/R/GAS⁴, l'ARERA ha avviato un procedimento per l'aggiornamento dei propri provvedimenti in materia di biometano, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 10, comma 10.1, del predetto Decreto.

Deliberazione 8 marzo 2018 n. 139/2018/R/EFR | "Approvazione dell'aggiornamento urgente delle Regole di funzionamento del Mercato dei titoli di efficienza energetica (Certificati bianchi)" | pubblicata il 9 marzo 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/139-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 139/2018/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), ha approvato la versione aggiornata delle Regole di funzionamento del Mercato dei titoli di efficienza energetica (di seguito: MTEE), opportunamente adeguate dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) rispetto alle indicazioni ricevute dal Ministero dello Sviluppo Economico circa l'adozione di interventi correttivi, a carattere di urgenza, relativamente alle modalità di contrattazione previste sul MTEE (cfr. Newsletter 113 marzo 2017).

Sempre in tema di certificati bianchi, con successivo comunicato del 15 marzo 2018 (<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=367>), il GME ha reso noto che, con riferimento alla calendarizzazione della sessione del MTEE, in prossimità della data di scadenza per il conseguimento dell'obbligo da parte dei soggetti interessati, la sessione mensile prevista per il 29 maggio 2018 viene anticipata alla data del 22 maggio 2018, confermando l'orario di svolgimento della medesima sessione dalle ore 9:00 alle ore 14:00.

¹ Cfr. Newsletter 105 giugno 2017.

² Deliberazione 15 marzo 2018 n. 157/2018/R/EEL, recante "Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per il calcolo della capacità per la regione Greece - Italy, ai sensi degli articoli 20 e 21 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)".

³ Per CCR si intendono le "Regioni per il calcolo della capacità", ossia le macro-aree geografiche nell'ambito delle quali i TSO dovranno applicare il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all'attuazione del coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero.

⁴ Deliberazione 29 marzo 2018 n. 173/2018/R/GAS ("Avvio di procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano").

Gli appuntamenti

17-18 aprile

Strumenti finanziari per l'innovazione a livello comunitario e nazionale

Roma, Italia

Organizzato da Unindustria PERFORM

www.unindustriaperform.it

17-19 aprile

MOC-Mediterranean Offshore Conference

Alessandria, Egitto

Organizzato da Ies, Egyptian Ministry of Petroleum and Mineral Resources

<http://www.moc-egypt.com>

17-19 aprile

International SAP Conference for utilities

Lisbona, Portogallo

Organizzato da T.A. COOK

<http://uk.tacook.com>

18 aprile

IREX, Annual Report 2018

Roma, Italia

Organizzato da Althesys

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

18 aprile

Workshop Connecting Biometano

San Donato Milanese, Italia

Organizzato da Snam

<http://www.snam.it>

20 - 21 aprile

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Berkeley, California Usa

Organizzato da Common Ground Research Networks

<http://on-climate.com/berkeleyconference-2018>

23-27 aprile

Hannover Messe

Hannover, Germania

Organizzato da Hannover Fairs International GmbH

<http://www.hannovermesse.de>

25 aprile

ICGS Istanbul

Istanbul, Turchia

Organizzato da HHB Expo

<http://www.icsgistanbul.com>

27-29 aprile

International Conference on Environment and Industrial Innovation

Shanghai, Cina

Organizzato da Shanghai Maritime University

<http://www.iceii.org>

2 maggio

International Energy & Environment Fair & Conference

Istanbul, Turchia

Organizzato da Pwer Gen

<http://icci.com.tr/en>

2-4 maggio

International Conference on Environment and Renewable Energy

Vienna, Austria

Organizzato da International Scientific Journal

<http://energy.conference-site.com/index.html>

7-10 maggio

Energy Storage & Grid-Connected Electric Vehicles (EVs)

Singapore

Organizzato da Infocus International

<http://www.infocusinternational.com/energystorage/>

9-11 maggio

International Conference on Sustainable and Renewable Energy Engineering

Salamanca, Spagna

Organizzato da ICSREE Committees

<http://www.icsree.com>

Contact person: Tsuki Chu

21 maggio

Sum2018

Bergamo, Italia

Organizzato da IWWG

<https://www.urbanmining.it/>

24-25 maggio

Internet of Thing (IoT) World Forum 2018

Londra, Regno Unito

Organizzato da World Media Online

<http://iotinternetofthingsconference.com/>

24-25 maggio

Annual Nuclear Decommissioning Conference Europe 2018

Manchester, Regno Unito

Organizzato da Louis Thomas Nuclear Energy Insider

<http://go.evnt.com>

25-27 maggio

International Conference on New Energy and Environment Engineering

Singapore

Organizzato da ICNEE Committees

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

26-28 maggio

International Conference on Artificial Intelligence and Big Data

Chengdu, Cina

Organizzato da ICAIBD

<http://www.icaibd.org>

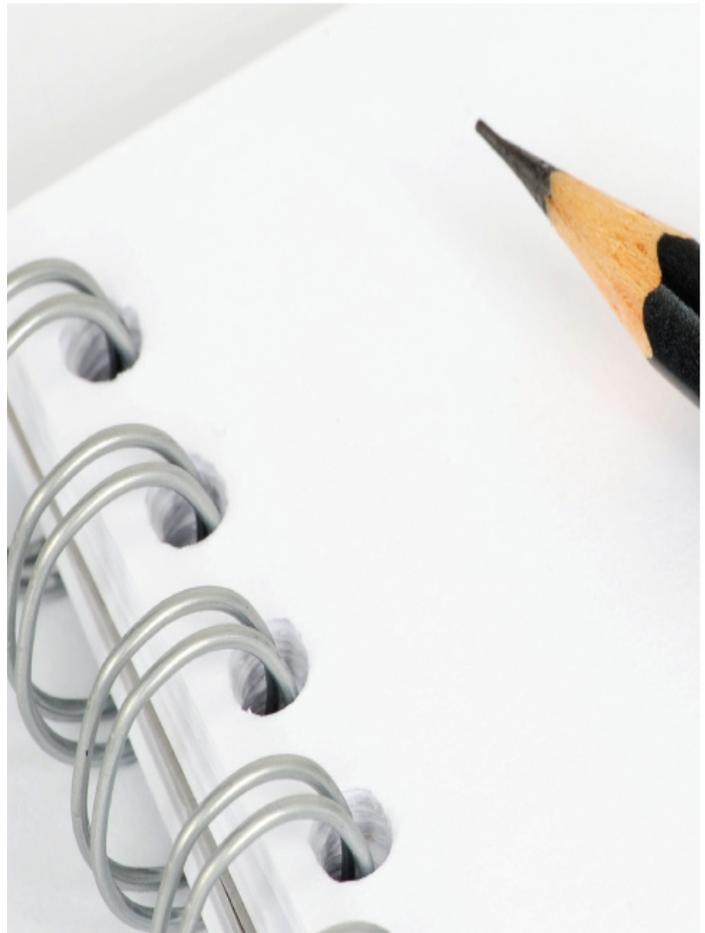
29-31 maggio

International ENERGY Conference & Workshop

Venezia, Italia

Organizzato da Renecon

<http://remoo.eu/>



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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