

APPROFONDIMENTI

## IL TIRO ALLA FUNE DEI PREZZI DEL PETROLIO

Lisa Orlandi (RIE-Ricerche Industriali ed Energetiche)

Discontinuità, instabilità, novità ed eterno ritorno dell'uguale. Sono tutte espressioni che si addicono al 2018 del mercato petrolifero, un anno che non ha certo lesinato sorprese agli analisti e agli operatori del settore i quali, soprattutto nel secondo semestre, hanno seguito le montagne russe del Brent – greggio di riferimento internazionale – spesso senza riuscire a individuare una chiave di lettura convincente. I principali attori di questa complessa arena sono gli Stati Uniti, che continuano a macinare record produttivi, e l'OPEC Plus, l'alleanza guidata da Arabia Saudita e Russia che nel corso dell'anno ha cambiato più volte pelle.

Sullo sfondo, l'insorgere o il permanere di conflitti geopolitici più o meno gravi in diversi paesi produttori su cui la speculazione finanziaria ha agito dapprima al rialzo – nella convinzione che le presunte e/o effettive interruzioni di offerta che ne sarebbero derivate avrebbero determinato un rischio di deficit – e poi al

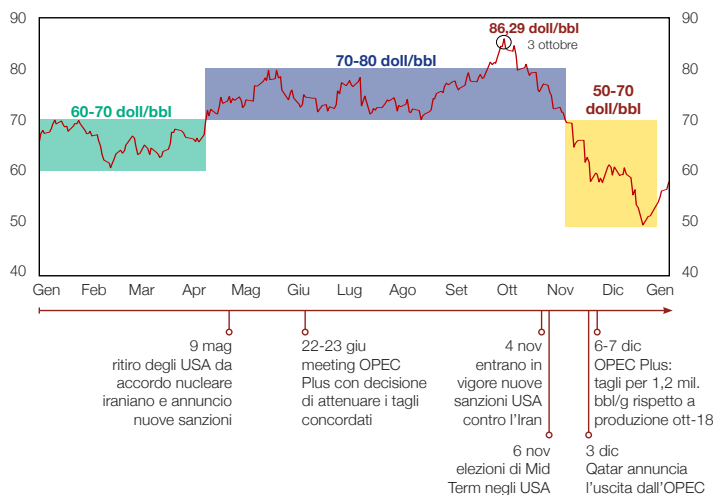
ribasso, man mano che sul finire dell'anno risultava evidente che gli ammanchi, anche quando effettivi, non si stavano traducendo in una condizione di scarsità.

### Il gioco delle aspettative alla guida dei prezzi

Nel 2018, il Brent, ha chiuso in media annua attorno ai 72 doll/bbl, un balzo di circa 20 dollari rispetto al 2017 e di quasi 30 dollari sul 2016. Tuttavia, il trend non è stato univoco né sempre giustificabile attraverso la sola analisi dei fondamentali reali: da valori prossimi a 60-65 doll/bbl in gennaio si è arrivati, con una fiammata particolarmente evidente a partire da settembre, al picco di 86 doll/bbl di metà ottobre, per poi assistere ad un consistente e rapido ripiegamento fino al minimo di 50 doll/bbl del 24 dicembre. Un simile andamento è scindibile in tre principali fasi, ciascuna delle quali ha alla sua base motivazioni differenti, come rappresentato nella seguente figura 1:

Figura 1: Andamento del prezzo del Brent dated nel 2018 (doll/bbl)

Fonte: banca dati RIE



continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ ANNO 2018**

Mercato elettrico Italia  
pag 2  
Mercato gas Italia  
pag 12  
Mercati energetici Europa  
pag 17  
Mercati per l'ambiente  
pag 21

■ **APPROFONDIMENTI**

Il tiro alla fune dei prezzi del petrolio  
Lisa Orlandi (RIE-Ricerche Industriali ed Energetiche)

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2018 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) sale a 61,31 €/MWh (+13,6%), proseguendo la risalita dal minimo storico del 2016 e portandosi sul valore più alto degli ultimi anni, dinamica in linea con quella delle quotazioni delle principali borse elettriche limitrofe. La nuova crescita del PUN si realizza in parallelo con l'ulteriore incremento dei costi di generazione, tra cui in particolare quello del gas anch'esso ai massimi dal 2014, in un contesto in cui i volumi scambiati sul mercato continuano, seppur moderatamente, a salire, confermando la progressiva crescita osservata negli ultimi anni. L'aumento degli acquisti risulta sostenuto, lato offerta, dalle vendite da fonti rinnovabili, trainate dall'idrico e dall'eolico, e da una ripresa dell'import. Sostanzialmente stabile sul massimo storico del 2017 la

liquidità del MGP (72,0%), con i volumi di borsa al valore più alto dell'ultimo decennio. A livello zonale i prezzi di vendita, in diffuso aumento, convergono a 59-61 €/MWh nelle zone peninsulari e in Sardegna, tornando a ridosso dei 70 €/MWh in Sicilia.

Il Mercato Infragiornaliero mostra dinamiche di prezzo ancora analoghe a quelle del PUN con volumi in linea con lo scorso anno e inferiori solo al massimo storico del 2016.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2019 baseload chiude il periodo di trading a 67,40 €/MWh, mostrando aspettative al rialzo dei prezzi per l'anno in corso. Le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE), in linea con il 2017 si confermano ai minimi dal 2012.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), dopo quattro anni, torna a superare i 60 €/MWh e, al secondo rialzo rispetto al minimo storico del 2016, si porta a 61,31 €/MWh, in aumento di 7,36 €/MWh sul 2017 (+13,6%). Il rialzo si realizza in particolare tra fine febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa), toccando il suo picco a settembre (+28 €/MWh sul 2017), e risulta strettamente correlato all'analogia dinamica registrata dalle quotazioni del gas al PSV e ad un livello di acquisti nazionali che nei mesi, con poche eccezioni in estate, si colloca ai massimi dell'ultimo quinquennio.

L'effetto rialzista giocato sul prezzo da tali fattori risulta, peraltro, in parte mitigato dall'elevato livello raggiunto dalle vendite rinnovabili, di poco inferiori al valore record del 2014 per l'idrico e ai massimi di sempre per l'eolico (Tabella 1, Grafico 1).

Anche l'analisi per gruppi di ore mostra livelli di prezzi ai massimi dal 2014 con rialzi più intensi nel fuori picco a 57,52 €/MWh (+7,93 €/MWh, +16,0%) rispetto al picco a 68,46 €/MWh (+6,13 €/MWh, +9,8%) e con un rapporto picco/baseload al minimo storico di 1,12 (-0,04 sul 2017).

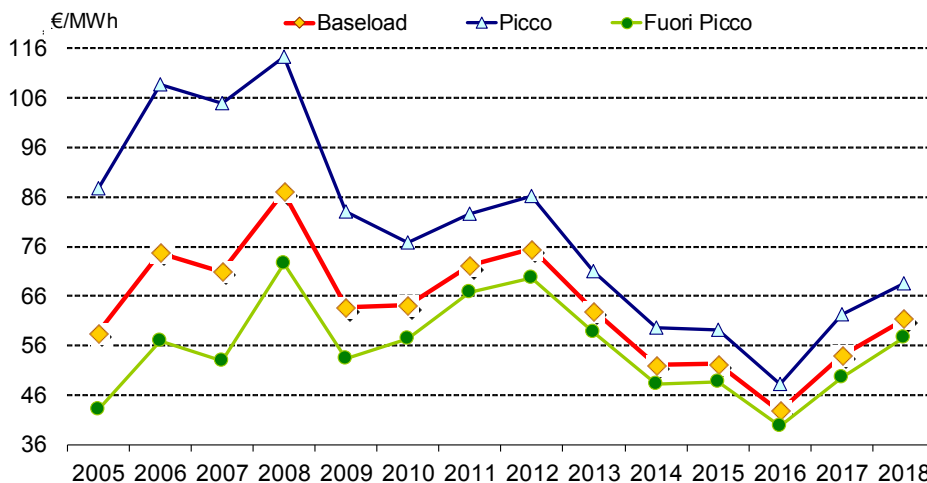
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Var vs 2017		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2017	MWh	Var vs 2017		
<b>Baseload</b>	<b>61,31</b>	<b>53,95</b>	<b>7,36</b>	13,6%	<b>24.307</b>	1,0%	<b>33.740</b>	1,2%	<b>72,0%</b>	72,2%
<i>Picco</i>	68,46	62,34	6,13	9,8%	29.318	-0,5%	41.003	0,9%	71,5%	72,5%
<i>Fuori picco</i>	57,52	49,58	7,93	16,0%	21.649	1,8%	29.888	1,1%	72,4%	72,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

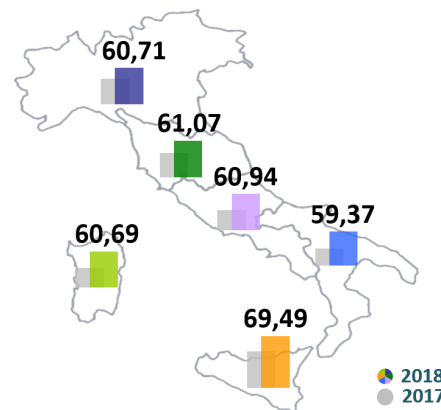
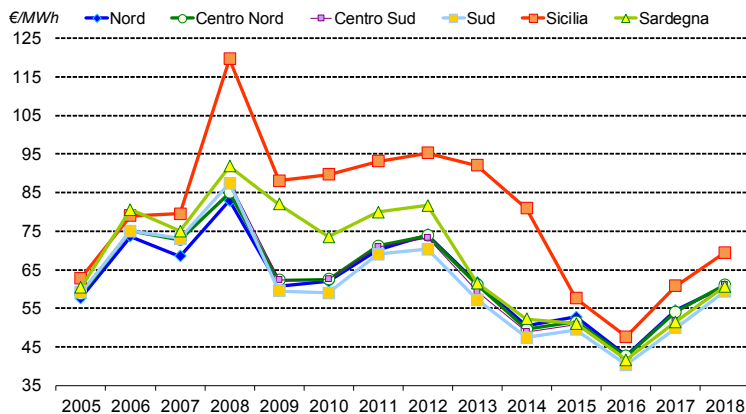


A livello zonale, ancora in decisa crescita tutti i prezzi di vendita, attestatisi attorno ai 60 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna (+12/+19%) e saliti oltre i 69 €/MWh in Sicilia (+14%), in linea con le più elevate quotazioni dei combustibili e i maggiori acquisti, questi ultimi soprattutto al Nord (Grafico 2). In evidenza

la riduzione dello spread Nord-Sud che, sebbene si confermi positivo per il decimo anno consecutivo, dopo il massimo dello scorso anno, scende su uno dei livelli più bassi di sempre (1,3 €/MWh, -3,3 €/MWh) in virtù soprattutto dell'elevata disponibilità idroelettrica registrata al settentrione.

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima proseguono la risalita in atto negli ultimi anni, dopo il minimo storico del 2014, portandosi a 295,6 TWh (+1,2% sul 2017). I volumi negoziati in borsa toccano il valore più alto dal 2009, a 212,9 TWh (+1,0%), trainati ancora sul lato vendita dagli operatori nazionali non istituzionali e da quelli esteri e sul lato acquisto da un accresciuto sbilanciamento a programma nei

conti energia in immissione (+21,8%). Tornano in aumento dopo tre anni anche gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati sul MGP, pari a 82,6 TWh, che tuttavia restano superiori solo al minimo storico del 2017 (+1,7%). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato si attesta al 72,0%, inferiore di soli 0,2 punti percentuali al massimo storico registrato nel 2017 (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>212.927.382</b>	<b>1,0%</b>	<b>72,0%</b>
Operatori	137.307.342	0,8%	46,5%
GSE	30.593.911	-9,9%	10,4%
Zone estere	45.026.129	10,5%	15,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>82.634.574</b>	<b>1,7%</b>	<b>28,0%</b>
Zone estere	3.032.623	-8,0%	1,0%
Zone nazionali	79.601.951	2,1%	26,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>295.561.956</b>	<b>1,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>211.963.608</b>	<b>7,2%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>507.525.564</b>	<b>3,6%</b>	

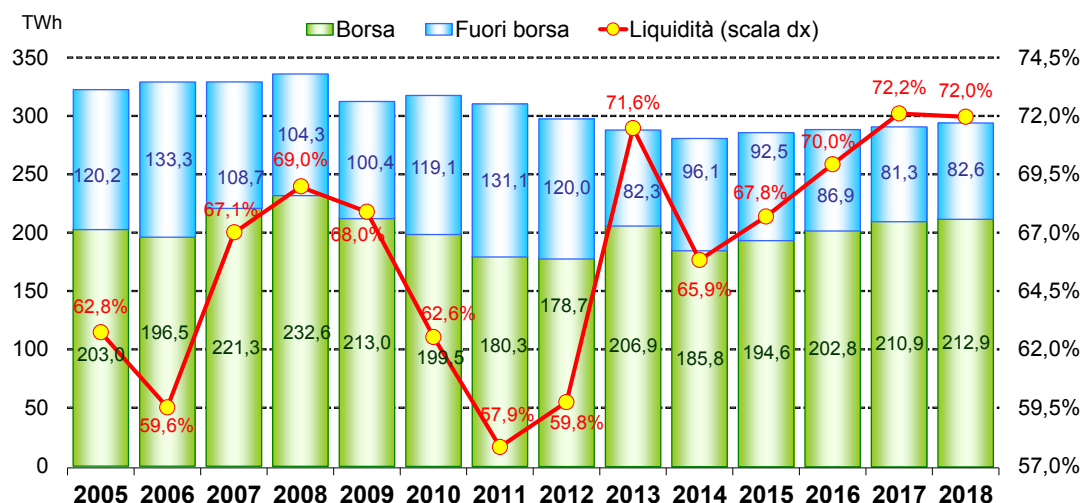
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>212.927.382</b>	<b>1,0%</b>	<b>72,0%</b>
Acquirente Unico	47.485.184	-7,3%	16,1%
Altri operatori	107.410.682	-1,5%	36,3%
Pompaggi	70.051	-25,6%	0,0%
Zone estere	3.728.814	-37,8%	1,3%
Saldo programmi PCE	54.232.651	21,8%	18,3%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>82.634.574</b>	<b>1,7%</b>	<b>28,0%</b>
Zone estere	336	-99,5%	0,0%
Zone nazionali AU	2.458.812	-33,8%	0,8%
Zone nazionali altri operatori	134.408.077	10,1%	45,5%
Saldo programmi PCE	-54.232.651	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>295.561.956</b>	<b>1,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>6.021.492</b>	<b>14,9%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>301.583.448</b>	<b>1,4%</b>	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica si attestano a 291,8 TWh, in aumento su base annua del 2,0%, concentrato soprattutto al Nord (+3,3%), dove salgono al massimo dal 2012, ma anche al Sud e sulle isole. In netto calo, invece, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,7 TWh (-38,5%), ai minimi degli ultimi anni (Tabella 4).

Lato offerta, le vendite delle unità di produzione nazionali si mostrano in debole calo sull'anno precedente, a 247,5 TWh (-0,3%), restando comunque sui valori più alti degli ultimi

cinque anni. Agli aumenti registrati al Nord (massimo dal 2012, +4,8%), comuni a tutti i mesi dell'anno ad eccezione di gennaio, ma anche in Sicilia, si contrappongono infatti le flessioni osservate soprattutto nelle zone centrali e meridionali (complessivamente -6,6%). In ripresa, invece, le vendite sulle zone estere (importazioni), a 48,1 TWh (+9,1%), per effetto di una dinamica particolarmente evidente nei primi due mesi dell'anno, interessati nel 2017 da forti tensioni sul mercato francese (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	241.451.946	27.563	+3,6%	128.956.528	14.721	+4,8%	164.518.421	18.781	+3,3%
Centro Nord	27.752.826	3.168	-4,6%	18.560.878	2.119	-3,3%	31.081.788	3.548	-0,5%
Centro Sud	51.167.045	5.841	-2,2%	28.740.029	3.281	-10,9%	45.943.519	5.245	-1,4%
Sud	85.908.594	9.807	+8,4%	48.599.737	5.548	-5,2%	23.633.924	2.698	+2,0%
Sicilia	34.026.762	3.884	+6,3%	11.515.779	1.315	+3,3%	17.680.705	2.018	+3,5%
Sardegna	18.247.206	2.083	-0,9%	11.130.253	1.271	-1,3%	8.974.450	1.024	+1,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>458.554.379</b>	<b>52.346</b>	<b>+3,2%</b>	<b>247.503.204</b>	<b>28.254</b>	<b>-0,3%</b>	<b>291.832.806</b>	<b>33.314</b>	<b>+2,0%</b>
Estero	48.971.185	5.590	+7,2%	48.058.752	5.486	+9,1%	3.729.150	426	-38,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>507.525.564</b>	<b>57.937</b>	<b>+3,6%</b>	<b>295.561.956</b>	<b>33.740</b>	<b>+1,2%</b>	<b>295.561.956</b>	<b>33.740</b>	<b>+1,2%</b>

In termini di fonti, la stabilità delle vendite nazionali riflette le opposte dinamiche rilevate, con poche eccezioni, in tutti i mesi dell'anno, sugli impianti a fonte tradizionale, in calo nel 2018 a 149,6 TWh (-8,0%), e su quelli a fonte rinnovabile, in crescita a 95,5 TWh (+14,4%) e inferiori solo al massimo storico del 2014. Nel dettaglio, le vendite a gas, dopo tre rialzi consecutivi, tornano in diminuzione in tutte le zone con la sola eccezione della Sardegna, risultando tuttavia inferiori negli ultimi sei anni solo al massimo del 2017 (-5,8%). Ancora più intensa la flessione delle vendite a carbone (-18,4%), scese al minimo storico, così come le altre fonti tradizionali (-9,8%). A trainare la crescita delle fonti rinnovabili, invece, il generalizzato incremento zonale delle vendite degli impianti

idroelettrici, solo poco più basse del massimo del 2014 (oltre 5.600 MWh, +30,1% sul 2017) con livelli record raggiunti nei mesi di maggio e giugno, e quelle degli impianti eolici che si portano sul livello più alto di sempre (quasi 1.900 MWh, +15,6%). In generale riduzione, invece, il solare (-5,9%) sia a livello zonale che mensile, più evidente proprio nei mesi estivi di maggiore irraggiamento (Tabella 5).

Nel complesso, dunque, la quota delle vendite da impianti a fonti rinnovabili guadagna quasi 5 punti percentuali salendo al 38,6%, con l'idrico al 20,0% e l'eolico a quasi il 7%, mentre le quote del gas e del carbone scendono rispettivamente al 45,6% (-2,7 p.p.) ed al 7,1% (minimo storico, -1,6 p.p.) (Grafico 4 e 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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.877</b>	<b>-1,8%</b>	<b>764</b>	<b>-16,6%</b>	<b>2.111</b>	<b>-21,5%</b>	<b>3.665</b>	<b>-12,6%</b>	<b>733</b>	<b>-2,6%</b>	<b>932</b>	<b>-4,2%</b>	<b>17.081</b>	<b>-8,0%</b>
Gas	7.146	-2,3%	707	-17,4%	882	-20,7%	2.948	-8,4%	686	-0,8%	502	+5,9%	12.871	-5,8%
Carbone	649	-2,7%	0	-100,0%	1.000	-26,7%	-	-	-	-	354	-15,9%	2.003	-18,4%
Altre	1.081	+2,1%	56	-2,7%	229	+7,0%	717	-26,7%	47	-22,6%	76	-1,7%	2.207	-9,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.630</b>	<b>+17,0%</b>	<b>1.355</b>	<b>+6,2%</b>	<b>1.114</b>	<b>+17,4%</b>	<b>1.883</b>	<b>+13,6%</b>	<b>582</b>	<b>+12,0%</b>	<b>338</b>	<b>+7,5%</b>	<b>10.902</b>	<b>+14,4%</b>
Idraulica	4.014	+28,4%	412	+36,2%	522	+45,2%	484	+24,9%	136	+31,8%	72	+28,2%	5.640	+30,1%
Geotermica	-	-	653	-1,4%	-	-	0	-	-	-	-	-	653	-1,4%
Eolica	4	-32,0%	19	+5,0%	286	+4,2%	1.034	+19,6%	331	+19,2%	187	+10,4%	1.861	+15,6%
Solare e altre	1.611	-4,1%	271	-7,5%	305	-3,0%	366	-9,8%	115	-17,1%	80	-11,1%	2.748	-5,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>215</b>	<b>+14,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56</b>	<b>+30,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-91,1%</b>	<b>0</b>	<b>+9,6%</b>	<b>271</b>	<b>+17,6%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.721</b>	<b>+4,8%</b>	<b>2.119</b>	<b>-3,3%</b>	<b>3.281</b>	<b>-10,9%</b>	<b>5.548</b>	<b>-5,2%</b>	<b>1.315</b>	<b>+3,3%</b>	<b>1.271</b>	<b>-1,3%</b>	<b>28.254</b>	<b>-0,3%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

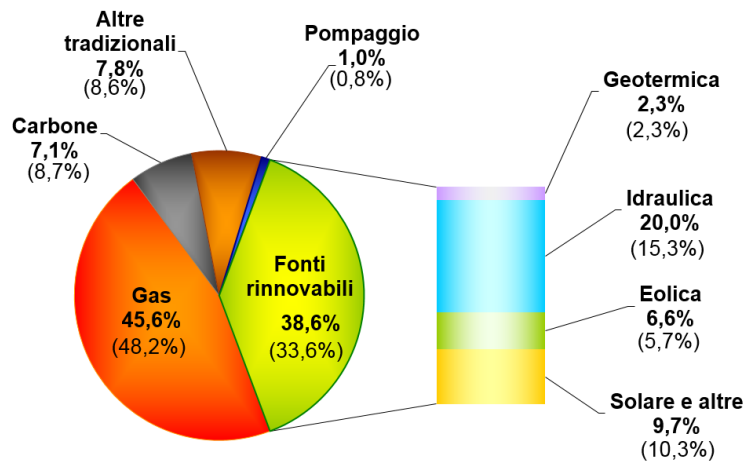
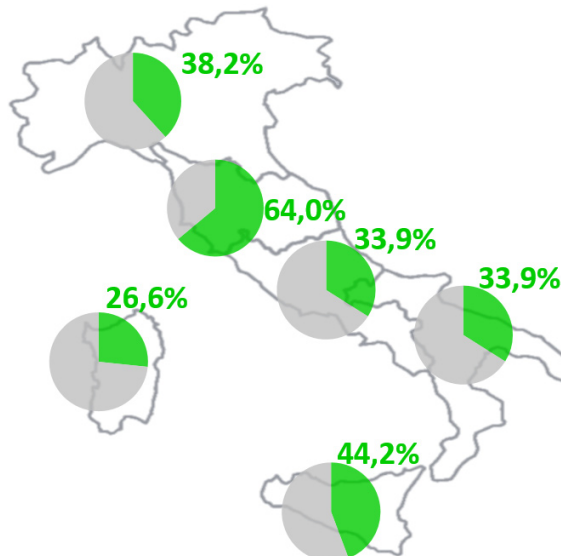


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

## MARKET COUPLING

Nel 2018 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.898 MWh in import (+60 MWh rispetto al 2017) e di 1.097 MWh in export (-104 MWh). Entrambe le dinamiche si concentrano sul confine sloveno (+62 MWh e -69 MWh) (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce sulla frontiera slovena ma soprattutto francese

(-4,8%) mentre aumenta su quella austriaca (+3,1%). In riferimento alla quota di capacità totale allocata tramite market coupling, compresa tra il 79,9% della Slovenia e il 92,7% dell'Austria, si osserva un generale aumento su tutte le frontiere, particolarmente evidente in Slovenia dove risulta incrementata di un quarto arrivando a sfiorare l'80%. (Grafico 6).

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	2.322 (2.476)	2.167 (2.185)	95,2% (94,8%)	81,2% (71,8%)	1.125 (1.073)	721 (738)	3,9% (5,1%)	1,5% (2,1%)
Italia-Austria	244 (226)	243 (226)	95,0% (99,1%)	94,0% (99,0%)	114 (119)	87 (105)	2,3% (0,4%)	2,0% (0,4%)
Italia-Slovenia	543 (548)	488 (427)	88,3% (70,2%)	68,7% (38,7%)	644 (650)	289 (358)	9,6% (29,3%)	1,4% (5,8%)

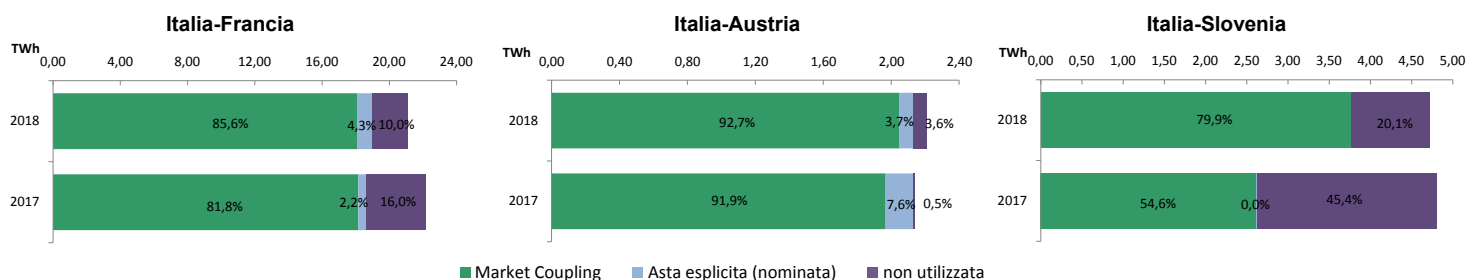
Tra parentesi il valore dell'anno precedente

\*Valori medi orari



Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel primo anno completo del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero (MI)<sup>1</sup>, il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni risale a 60,53 €/MWh e, in linea con le dinamiche del PUN, registra il secondo rialzo consecutivo rispetto al minimo del 2016 (+7,96 €/MWh, +15,1% sul 2017), portandosi ai massimi degli ultimi cinque anni (Figura 1). Torna inferiore a 1 €/MWh il differenziale negativo con il prezzo MGP (0,78 €/MWh, -0,60 €/MWh). Dinamiche simili per i prezzi dei sette mercati

infragiornalieri, tutti in crescita in doppia cifra, e ancora compresi tra i circa 61 €/MWh di MI1 e MI2 e i 66 €/MWh di MI6 (Grafico 7).

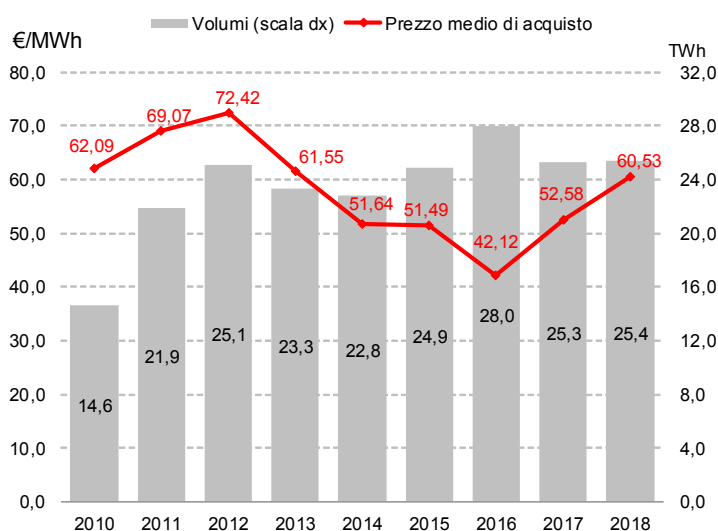
I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del MI si mantengono sugli stessi livelli del 2017, pari a 25,4 TWh (+0,2%), per effetto di riduzioni su MI1 (-3,4%) e soprattutto MI2 (-16,9%) e aumenti nelle sessioni successive progressivamente più a ridosso della consegna (Figura 1 e Grafico 7).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2018	2017	variazione	2018	2017	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	61,31	53,95	+13,6%	33.740	33.356	+1,2%
<b>MI1</b> (1-24 h)	60,90 (-0,7%)	52,68	+15,6%	1.524	1.577	-3,4%
<b>MI2</b> (1-24 h)	60,50 (-1,3%)	52,66	+14,9%	517	622	-16,9%
<b>MI3</b> (5-24 h)	61,32 (-2,6%)	53,51	+14,6%	458	332	+38,2%
<b>MI4</b> (9-24 h)	63,71 (-1,5%)	55,04	+15,8%	159	136	+16,5%
<b>MI5</b> (13-24 h)	62,52 (-3,0%)	54,37	+15,0%	263	262	+0,4%
<b>MI6</b> (17-24 h)	66,11 (-2,0%)	57,43	+15,1%	545	547	-0,3%
<b>MI7</b> (21-24 h)	64,12 (-1,9%)	54,91	+16,8%	330	252	+30,5%

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

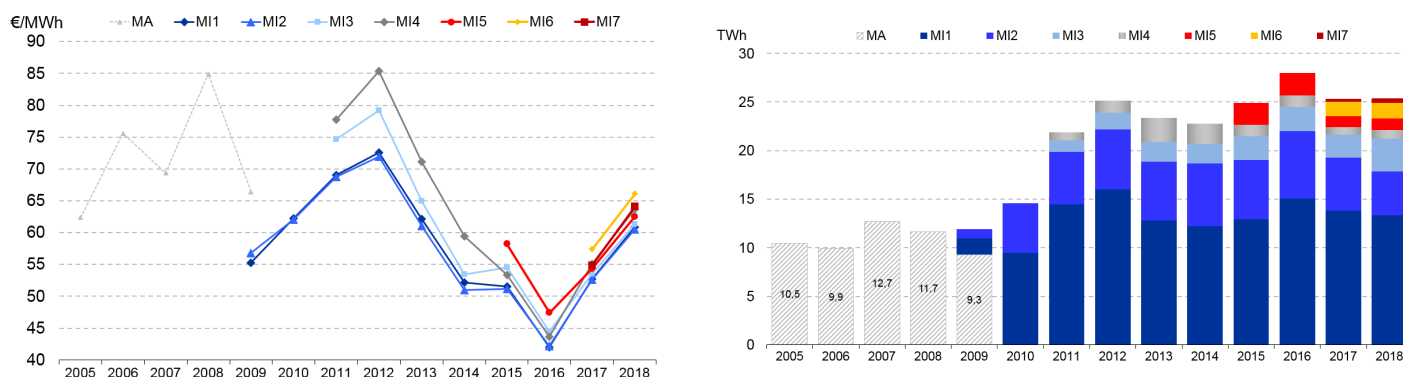


<sup>1</sup>A partire dal giorno di flusso 1 febbraio 2017 sono operative le seguenti modifiche:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 vengono estesi all'intervallo 5-24, ampliando il vecchio range 9-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI4 vengono estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio range 12-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI5 vengono estesi all'intervallo 13-24, ampliando il vecchio range 17-24;
- viene introdotto il MI6, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24;
- viene introdotto il MI7, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 21-24.

Grafico 7: MA/MI, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME



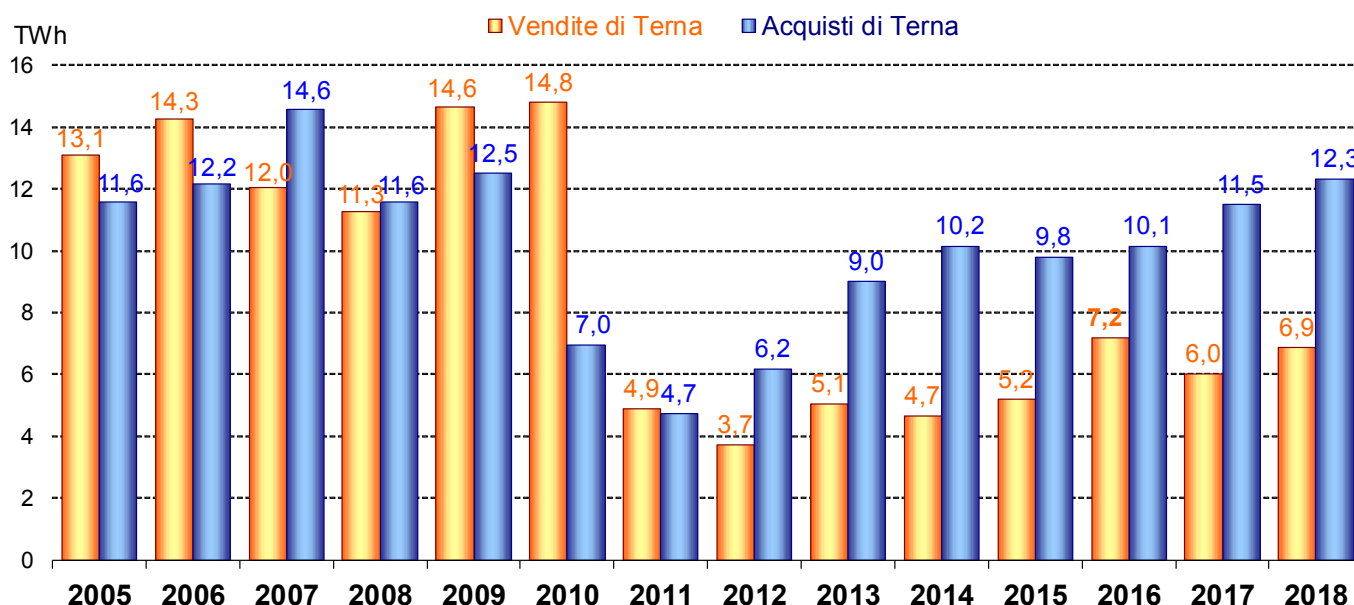
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna nel 2018, pari a 12,3 TWh, al terzo rialzo consecutivo, aggiornano ancora il massimo dal 2010 (+7,3% sul 2017), confermandosi,

come osservato negli ultimi anni, notevolmente superiori rispetto alle vendite nel mercato a scendere, pari a 6,9 TWh, anch'esse in ripresa sull'anno precedente (+14,1%) (Grafico 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME





## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel secondo anno completo di piena attività del Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 2.373 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (-20% rispetto al 2017), di cui quasi l'80% con profilo baseload. Andamento analogo per i volumi complessivamente scambiati attestatisi a 3,2 TWh (-19%), oltre il 90% dei quali con profilo baseload (Figura 2). La dinamica calante dei volumi si realizza dal mese di agosto con l'azzerarsi dell'attività dell'Acquirente Unico

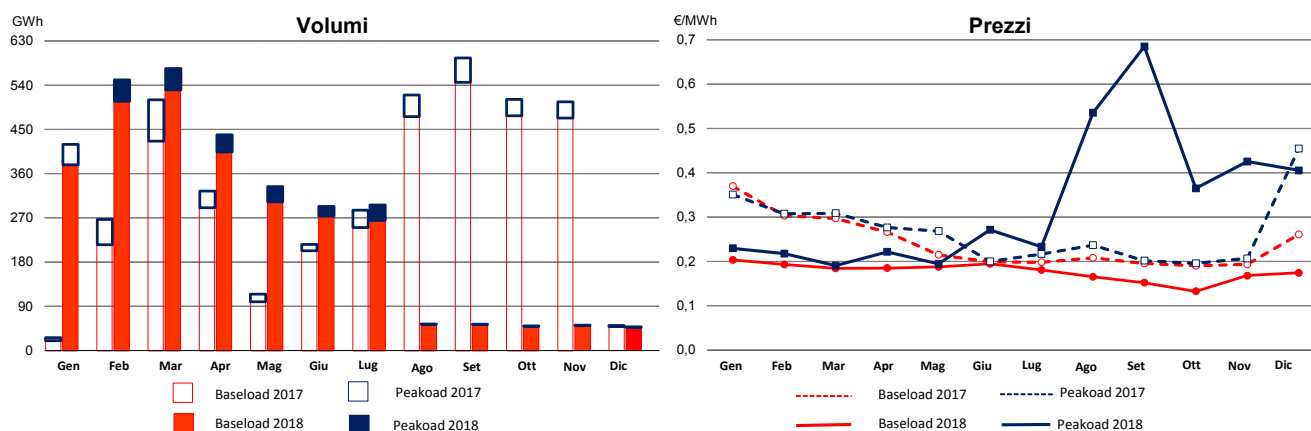
sul mercato. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia baseload si riduce a 0,18 €/MWh (-0,06 €/MWh) con un andamento infrannuale piuttosto piatto e caratterizzato da livelli stabilmente inferiori a quelli del 2017. Decisamente più volatili i prezzi mensili dei prodotti giornalieri sulla tipologia peakload, in particolare nella seconda parte dell'anno, quando raggiungono i valori massimi che spingono il loro valore medio annuale a 0,31 €/MWh (+0,05 €/MWh).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	1.864 (2.156)	347/365 (339/365)	0,18 (0,24)	0,04 (0,10)	0,50 (0,80)	2.915.431 (3.526.056)	8.402 (10.401)
Peakload	509 (810)	214/261 (231/260)	0,31 (0,26)	0,10 (0,19)	2,20 (1,00)	249.396 (402.336)	1.165 (1.742)
<b>Totale</b>	<b>2.373</b> (2.966)					<b>3.164.827</b> (3.928.392)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2018 gli abbinamenti sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), dopo la lieve ripresa del 2017, tornano a ridursi (130, -9 rispetto al 2017) e sia i contratti scambiati che i volumi complessivamente negoziati si riportano sui minimi storici (rispettivamente 391 contro 518 e 1,2 TWh contro 1,4 TWh). In flessione anche le posizioni aperte a fine anno che ammontano a 662 GWh (-29,0%). Come nei tre anni precedenti non si osservano

invece registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing (Tabella 7 e Grafico 9).

Come di consueto, il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni è l'Annuale baseload 2019 che chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 67,40 €/MWh, prospettando quotazioni ancora in netta crescita anche nel 2019, ed una posizione aperta complessiva di 596 GWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziati nel 2018

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	33	-17	118	-91	86.148	-43,4%	-	-	-	-	-	-	86.148	-43,4%
<i>Trimestrali</i>	53	+12	156	+16	341.791	11,4%	-	-	-	-	-	-	341.791	11,4%
<i>Annuali</i>	33	+1	83	-17	727.080	-17,0%	-	-	-	-	-	-	727.080	-17,0%
<b>Totale</b>	<b>119</b>	<b>-4</b>	<b>357</b>	<b>-92</b>	<b>1.155.019</b>	<b>-13,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.155.019</b>	<b>-13,5%</b>

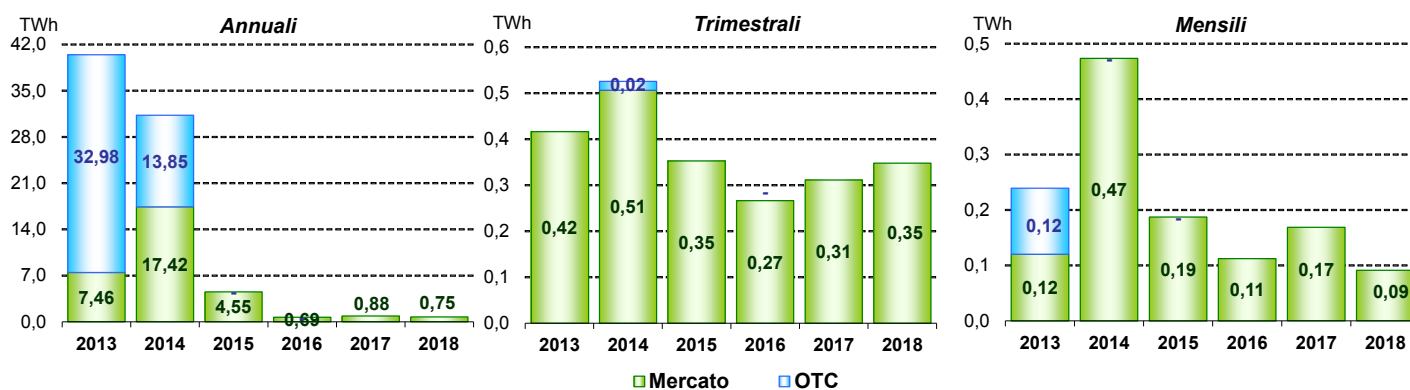
PRODOTTI PEAK LOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	6	-8	18	-45	4.872	-70,7%	-	-	-	-	-	-	4.872	-70,7%
<i>Trimestrali</i>	2	+0	8	+2	6.240	33,3%	-	-	-	-	-	-	6.240	33,3%
<i>Annuali</i>	3	+3	8	+8	25.056	-	-	-	-	-	-	-	25.056	-
<b>Totale</b>	<b>11</b>	<b>-5</b>	<b>34</b>	<b>-35</b>	<b>36.168</b>	<b>69,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>36.168</b>	<b>69,9%</b>

TOTALE														
	MERCATO		OTC		MERCATO		OTC		MERCATO		OTC		TOTALE	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<b>TOTALE</b>	<b>130</b>	<b>-9</b>	<b>391</b>	<b>-127</b>	<b>1.191.187</b>	<b>-12,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.191.187</b>	<b>-12,2%</b>

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE), pari a 311,5 TWh, si mantengono pressoché stabili rispetto al 2017 (-0,1%) e ai minimi dal 2012.

Nel dettaglio, invariate anche le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 307,2 GWh (+0,1%), tra cui i contratti non-standard, che si confermano i più utilizzati dagli operatori (73,0% del totale), si riducono dell'1,5%, mentre quelli standard aumentano del 4,5%, trainati dai prodotti baseload e peak.

Come nei sette anni precedenti, anche nel 2018 non si registrano transazioni derivanti dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE).

In lieve risalita dal livello molto basso del 2017, la posizione

netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 168,6 TWh (+2,3%) (Tabella 8).

Pertanto il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, al terzo calo dal massimo del 2015, scende a 1,85 (Grafico 10).

Tornano in crescita sia i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 82,6 TWh (+1,7%), che quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 136,9 TWh (+8,8%), così come lo sbilanciamento a programma dei bilateralisti venditori salito a 86,0 TWh (+2,9%) (Tabella 8); ai minimi degli ultimi sette anni, invece, lo sbilanciamento a programma sui conti in prelievo, pari a 31,8 TWh (-18,6%) (Grafico 11).

Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2018 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	79.643.052	4,6%	25,6%						
Off Peak	935.973	-42,4%	0,3%						
Peak	2.079.906	55,0%	0,7%						
Week-end	5.520	-99,6%	0,0%						
<b>Totale Standard</b>	<b>82.664.451</b>	<b>4,5%</b>	<b>26,5%</b>						
<b>Totale Non standard</b>	<b>224.507.215</b>	<b>-1,5%</b>	<b>72,1%</b>						
<b>PCE bilaterali</b>	<b>307.171.666</b>	<b>0,1%</b>	<b>98,6%</b>						
<b>MTE</b>	<b>1.211.809</b>	<b>24,2%</b>	<b>0,4%</b>						
<b>MPEG</b>	<b>3.163.963</b>	<b>-19,4%</b>	<b>1,0%</b>						
<b>CDE</b>	-	-	<b>0,0%</b>						
<b>Totale</b>	<b>311.547.438</b>	<b>-0,1%</b>	<b>100,0%</b>						
<b>Posizione netta</b>	<b>168.628.575</b>	<b>2,3%</b>							
				<b>Richiesti</b>			<b>138.199.306</b>		
				111.276.724	8,0%	100,0%	138.199.306	8,1%	100,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>			<i>11.873</i>		
				56.225.963	18,1%	50,5%	11.873	-92,3%	0,0%
				<b>Registrati</b>			<b>136.867.225</b>		
				82.634.574	1,7%	74,3%	136.867.225	8,8%	99,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>			<i>11.873</i>		
				27.592.572	6,6%	24,8%	11.873	-92,2%	0,0%
				<b>Rifiutati</b>			<b>1.332.081</b>		
				28.642.150	31,9%	25,7%	1.332.081	-35,6%	1,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>			<i>1</i>		
				28.633.391	31,9%	25,7%	1	-99,7%	0,0%
				<b>Sbilanciamento a programma</b>			<b>31.761.350</b>		
				85.994.001	2,9%		31.761.350	-18,6%	
				<b>Saldo programmi</b>			<b>54.232.651</b>		
				-	-		54.232.651	21,8%	

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

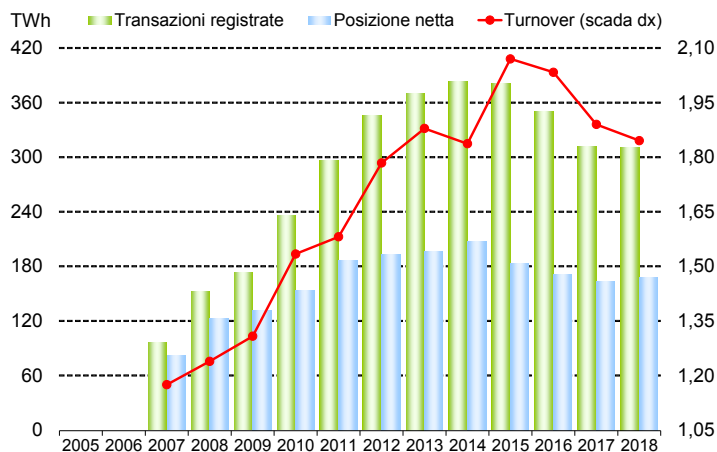
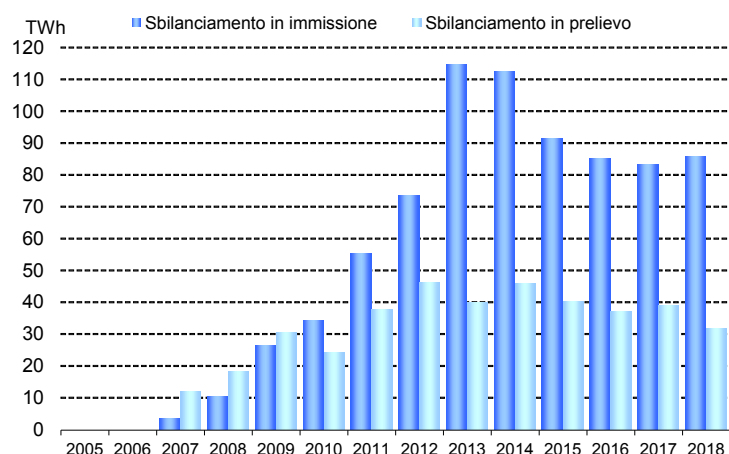


Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2018 i consumi di gas naturale in Italia interrompono il trend rialzista degli ultimi tre anni (-3,4%), mantenendosi tuttavia su livelli nettamente superiori al minimo raggiunto nel 2014 (+18%). La flessione, estesa ai tre principali settori, risulta più marcata in quello termoelettrico con consumi in calo dell'8%, penalizzati dalla ripresa della produzione rinnovabile, in particolare da fonte idraulica (+30%), e delle importazioni nette di energia elettrica (+17%); più modesto il calo dei consumi del settore civile ed industriale (ambidue -1%). Sul lato offerta, il calo della domanda è stato assorbito principalmente da minori importazioni di gas naturale che cedono il 3% rispetto all'anno precedente, pur rappresentando oltre l'80% dell'approvvigionamento complessivo. La produzione nazionale scende ai minimi storici, mentre le erogazioni dai sistemi di stoccaggio salgono sui livelli più alti da oltre un decennio (+3%); ai massimi anche le iniezioni negli stoccaggi che crescono del

9% raggiungendo i 12 miliardi di mc. In termini di prezzi, le quotazioni al PSV consolidano il trend rialzista avviato lo scorso anno (+23% sul 2017, +55% sul livello minimo del 2016), in linea con le dinamiche registrate sui principali riferimenti europei, portandosi ai massimi degli ultimi cinque anni (24,55 €/MWh).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, al secondo anno di piena operatività dell'attuale sistema di bilanciamento, gli scambi complessivi invertono la tendenza dei due anni precedenti e salgono ai massimi storici, rappresentando oltre il 7% della domanda complessiva di gas, sostenuti soprattutto dalle contrattazioni su MGP-Gas. Si confermano in crescita i prezzi sui tre principali mercati, a ridosso delle quotazioni al PSV per i mercati title e sotto i 24 €/MWh per MGS. Segnali di ripresa arrivano dalla contrattazione a termine: quadruplicati gli scambi su MT-Gas, più che raddoppiati sul comparto Royalties della P-GAS.

## IL CONTESTO

Nel 2018 i consumi di gas naturale invertono la tendenza rialzista mostrata negli ultimi tre anni e scendono del 3,4% rispetto al 2017, portandosi a 72.126 milioni di mc (763,3 TWh), livello comunque superiore del 18% al valore minimo toccato nel 2014 (61.390 milioni di mc). La flessione risulta più consistente nel settore termoelettrico i cui consumi arretrano dell'8,1%, riportandosi sui valori del 2016, pari a 23.390 milioni di mc; tale dinamica appare strettamente correlata alla ripresa della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare quella da impianti idroelettrici, che recuperano il 30% dai livelli molto bassi del 2017, ed alle maggiori importazioni dalla frontiera settentrionale. Meno rilevante la riduzione dei consumi nei settori civile ed industriale che, in calo dell'1%, si attestano comunque tra i livelli più alti rispettivamente dal 2014 (32.294 milioni di mc) e degli ultimi dieci anni (14.221 milioni di mc). Arretrano anche le esportazioni, pari a 2.221 milioni di mc (-1,7%), valore che aggiorna il minimo storico e determina un calo al 2,6% della quota sul totale consumato. In controtendenza le iniezioni nei sistemi di stoccaggio che salgono sui livelli più alti di sempre, pari a 11.963 milioni di mc (+8,7%).

Sul lato offerta, la flessione dei consumi appare assorbita principalmente dalle importazioni di gas naturale che ripiegano del 2,6% rispetto all'anno precedente, confermandosi tuttavia su livelli significativamente

superiori al minimo del 2014 ed una quota sul totale approvvigionato superiore all'80%. Segno positivo per le erogazioni dagli stoccaggi (+3%) che, con 11.534 milioni di mc, aggiornano per il quarto anno consecutivo il massimo storico, rappresentando circa il 14% del totale immesso (era 13% nel 2017); la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno si attesta, pertanto, a 8.695 milioni di mc, in aumento rispetto allo stesso giorno del 2017 (+2,5%). Cede sia in termini assoluti che percentuali la produzione nazionale che tocca il minimo di sempre a 5.123 milioni di mc.

La riduzione delle importazioni risulta concentrata nei punti di entrata tramite gasdotto; calano significativamente i flussi di gas naturale provenienti dall'Africa, con quelli dall'Algeria che segnano una flessione di circa il 10%, attestandosi poco sopra i 17.000 milioni di mc, e quelli dalla Libia che scendono sul livello più basso degli ultimi sette anni (4.467 milioni di mc). Arretrano anche le importazioni dalla Russia a Tarvisio, che si conferma comunque l'entry point caratterizzato dai maggiori volumi (29.489 milioni di mc, -2%), mentre crescono per il secondo anno consecutivo quelle provenienti dal Nord Europa (+6,5%). Continua il trend crescente del gas complessivamente importato dai terminali GNL, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo, ma in flessione del 2% rispetto all'anno precedente.

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2018

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>67.432</b>	<b>713,7</b>	<b>-2,6%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	17.095	180,9	-9,5%
Tarvisio	29.489	312,1	-2,0%
Passo Gries	7.692	81,4	+6,5%
Gela	4.467	47,3	-3,8%
Gorizia	24	0,3	-1,2%
Panigaglia (GNL)	883	9,3	+41,4%
Cavarzere (GNL)	6.706	71,0	-2,1%
Livorno (GNL)	1.076	11,4	+18,6%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>5.123</b>	<b>54,2</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>11.534</b>	<b>122,1</b>	<b>+2,7%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>84.089</b>	<b>889,9</b>	<b>-1,9%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	14.221	150,5	-1,0%
Termoelettrico	23.390	247,5	-8,1%
Reti di distribuzione	32.294	341,8	-1,0%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.221	23,5	-1,7%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>72.126</b>	<b>763,3</b>	<b>-3,4%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	11.963	127	+8,7%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>84.089</b>	<b>889,9</b>	<b>-1,9%</b>

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

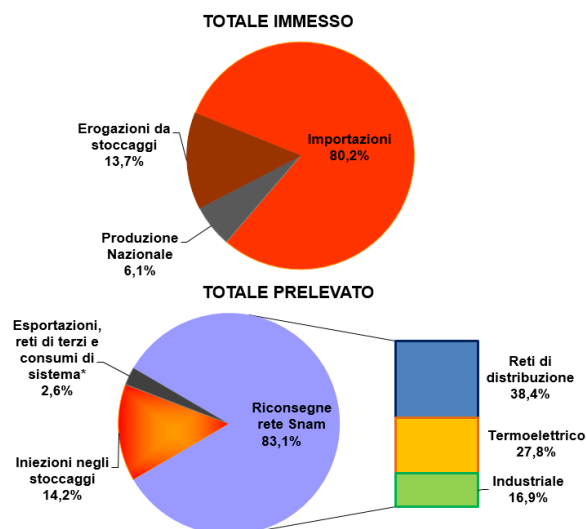
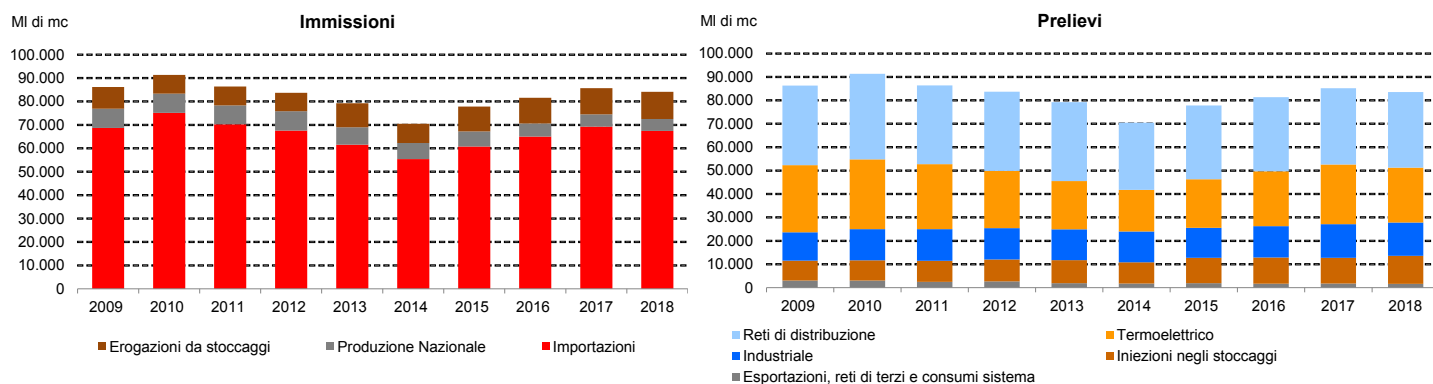


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) consolida la crescita avviata nel 2017 e sale al massimo degli ultimi cinque anni, pari a 24,55 €/MWh, rincarando di 4,61 €/MWh sull'anno precedente e di 8,70 €/MWh dal livello minimo raggiunto nel 2016 (rispettivamente +23% e +55%). Dinamiche rialziste per il secondo anno consecutivo anche

per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che sale a 20,59 €/MWh (+5,58 €/MWh, +62%), favorendo una riduzione dello spread PSV-TTF a 1,65 €/MWh (era a 2,62 €/MWh nel 2017). Tale differenziale mostra un andamento infra-annuale decrescente, mantenendosi a partire dal mese di luglio stabilmente sotto i 2 €/MWh, con un minimo di 0,26 €/MWh registrato a novembre.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Il 2018 rappresenta il secondo anno di piena operatività dei mercati gestiti dal GME all'interno del quadro regolatorio avviato ad ottobre del 2016 e modificato ad aprile 2017, in cui è stato ridefinito il nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale e il nuovo disegno del mercato del gas naturale (MGAS); in tale contesto il GME ha introdotto a febbraio 2018 il meccanismo di Market Making relativamente al Mercato gas del giorno prima (MGP-GAS) ed esclusivamente al giorno gas in contrattazione g+1.

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) interrompono la tendenza ribassista degli ultimi due anni e, con un rialzo del 24,3%, salgono a 54,4 TWh, livello tra i più alti di sempre. Tale crescita, in un contesto di fabbisogno di gas naturale calante, spinge la quota sul totale consumato complessivamente nel 2018 al 7,1% (+1,6 p.p. rispetto al 2017), con un picco massimo del 12,2% raggiunto ad agosto.

La ripresa è stata sostenuta dai volumi negoziati sui due mercati title; gli scambi su MGP-Gas, in continua crescita dallo scorso febbraio in concomitanza con l'avvio del meccanismo di Market Making, salgono a 13,0 TWh, quadruplicati rispetto al 2017 (erano 3,3 TWh), rappresentando il 24% del

totale negoziato (+16 punti percentuali). Meno intenso, ma comunque consistente, l'incremento dei volumi scambiati su MI-Gas, pari a 27,9 TWh (+17%), che si conferma il più liquido con una quota superiore al 50%. Le dinamiche tendenziali su MI-Gas riflettono sia l'aumento delle movimentazioni del responsabile del bilanciamento (+6%), in particolare lato acquisto (+15%), ma soprattutto le contrattazioni concluse dagli operatori diversi da RdB che aumentano del 32% sul 2017, con rialzi più consistenti negli ultimi due mesi dell'anno quando raggiungono i livelli massimi storici. Segno negativo, invece, per gli scambi registrati su MGS che scendono a 13,5 TWh (-19%), cedendo una quota sul totale scambiato di 13 p.p. (25% contro il 38% del 2017).

Le quotazioni di tutti i mercati a pronti accelerano la crescita tendenziale e segnano un rincaro di oltre il 23%, oscillando su livelli compresi tra i 23,84 €/MWh di MGS ed i 24,43 €/MWh di MI-Gas, tutti più bassi rispetto alla quotazione media al PSV, di cui seguono le dinamiche anche in un'analisi infra-annuale. Il rincaro dei prezzi infatti, avviato nel mese di febbraio, raggiunge il picco a settembre, quando le quotazioni su tutti i mercati toccano il massimo storico a ridosso dei 30 €/MWh.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2018

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS					
MGP	24,28	(19,74)	18,55	85,00	13.005.707 (3.279.530)
MI	24,43	(19,67)	18,20	100,00	27.861.876 (23.825.785)
MGS	23,84	(19,26)	18,51	32,36	13.502.340 (16.632.693)
MPL	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	790.080 (186.092)
<b>P-GAS</b>					
Royalties*	25,13	(19,77)	18,63	20,40	2.426.485 (1.947.397)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

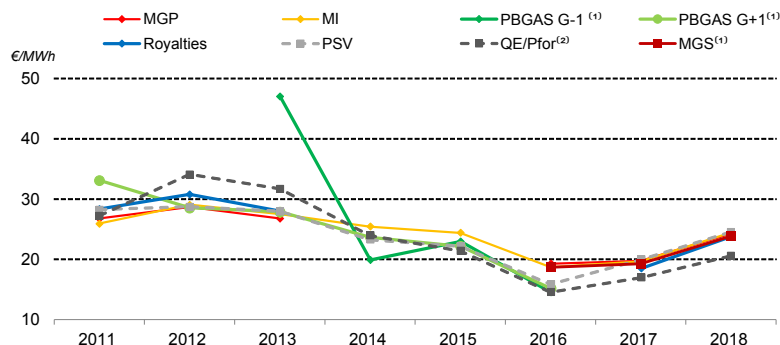
\* Per MT-Gas e P-Gas Royalties i volumi si riferiscono agli scambi indipendentemente dal periodo di consegna.

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters



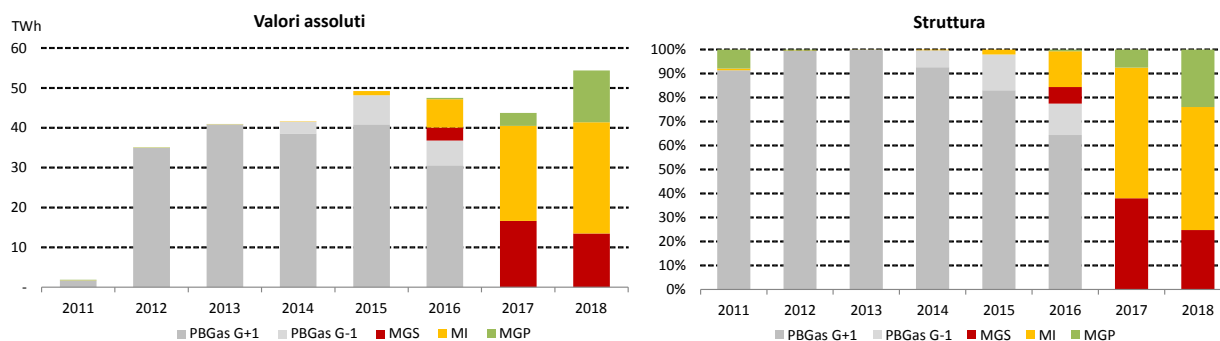
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor\*\* un indice

<sup>(1)</sup> Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre

<sup>(2)</sup> Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME



Nel mercato MGS, i volumi scambiati hanno riguardato esclusivamente l'impresa di stoccaggio "Stogit"; i volumi movimentati da SRG in vendita sono stati pari a 6,3 TWh, di cui il 56% con finalità Bilanciamento, mentre ammontano a 6,1 TWh i volumi acquistati da SRG, prevalentemente per finalità di Neutralità ed Altro (4,3 TWh, 70% dei suoi

acquisti), a differenza di quanto osservato nel 2017. Pari a 3,4 TWh, invece, gli scambi tra operatori (-40% rispetto all'anno precedente), che rappresentano il 25% dei volumi totali (34% nel 2017).

Nel nuovo Mercato dei Prodotti Locational (MPL) non è stata attivata alcuna sessione.

Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>13.502.340</b>	16.632.692	<b>13.502.340</b>	16.632.692	-	(1)	-	(1)
SRG	6.130.421	5.047.720	6.260.155	(4.438.434)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	1.864.913	4.943.220	3.492.425	(4.438.434)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	4.265.508	104.500	2.767.729	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	7.371.919	11.584.972	7.242.185	(12.194.258)	-	(1)	-	(1)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

In ripresa le contrattazioni a termine sui mercati del GME. Nel comparto Royalties della P-Gas sono stati infatti scambiati 2,4 TWh, in crescita rispetto al 2017, ad un prezzo medio di 25,13 €/MWh.

Considerando i prodotti in consegna nel 2018, indipendentemente dal periodo di trading, i volumi ammontano a 2,5 TWh, con un prezzo medio di 23,77 €/MWh, inferiore alle quotazioni al PSV relative allo stesso orizzonte temporale

(24,31 €/MWh). Aumenta l'operatività anche sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), in cui sono state registrate 231 negoziazioni, per complessivi 790 mila MWh (erano 186 mila MWh nel 2017). I prodotti più scambiati sono stati i mensili, per una quota pari al 61% del totale dei contratti negoziati e del 70% dei volumi scambiati in MWh. Infine pari a 164.280 MWh la posizione aperta registrata a fine anno (14.449 MWh l'anno precedente).

Tabella 3: Mercato a termine del gas naturale, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

Prodotti	Abbinamenti		Volumi			
	N.	MW	%	MWh	%	
<i>BoM</i>	77	10.872	36,7%	162.672	20,6%	
<i>Mensili</i>	142	18.024	60,8%	550.968	69,7%	
<i>Trimestrali</i>	10	648	2,2%	58.968	7,5%	
<i>Semestrali</i>	2	96	0,3%	17.472	2,2%	
<i>Annuali</i>	-	-	-	-	-	
<b>Totale</b>	<b>231</b>	<b>29.640</b>	<b>100,0%</b>	<b>790.080</b>	<b>100,0%</b>	

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il 2018 ha registrato una decisa tendenza rialzista sui prezzi di tutte le principali commodities energetiche europee, consolidando i segnali di ripresa già emersi sui mercati nel corso del 2017.

Molto forte la crescita del petrolio e del gas, le cui quotazioni tornano sui livelli più alti rispettivamente dal 2015 e dal 2014, mostrando nel caso del greggio un parziale rallentamento solo nell'ultima parte dell'anno, e nel caso del gas aumenti concentrati soprattutto nel primo e terzo trimestre dell'anno, in

concomitanza di condizioni climatiche che hanno fortemente sostenuto la domanda. Meno intenso e concentrato nella seconda parte dell'anno l'incremento del carbone che, tuttavia, al secondo rialzo tendenziale consecutivo, si riporta sui valori del 2012.

In questo contesto tornano a segnare livelli massimi diversificati per paese anche le quotazioni delle principali borse dell'energia elettrica, con apprezzamenti risultati intensi nel Nord Europa e più moderati in Francia e nell'area mediterranea.

Nel 2018 il prezzo del petrolio si riporta al livello massimo dal 2015, attestandosi a 71,76 \$/bbl (+33%), per effetto di un'intensa dinamica rialzista culminata ad ottobre e solo parzialmente contenuta dal rallentamento osservato nella parte finale dell'anno, quando le quotazioni sono risultate stabili o in calo. A dicembre, in particolare, il Brent scende su valori significativamente inferiori a quelli di inizio anno, attestandosi a 59,76 \$/bbl. Stessa dinamica per l'olio combustibile ed il gasolio, che confermano la crescita già avviata nel 2017 attestandosi rispettivamente a 400,27 \$/

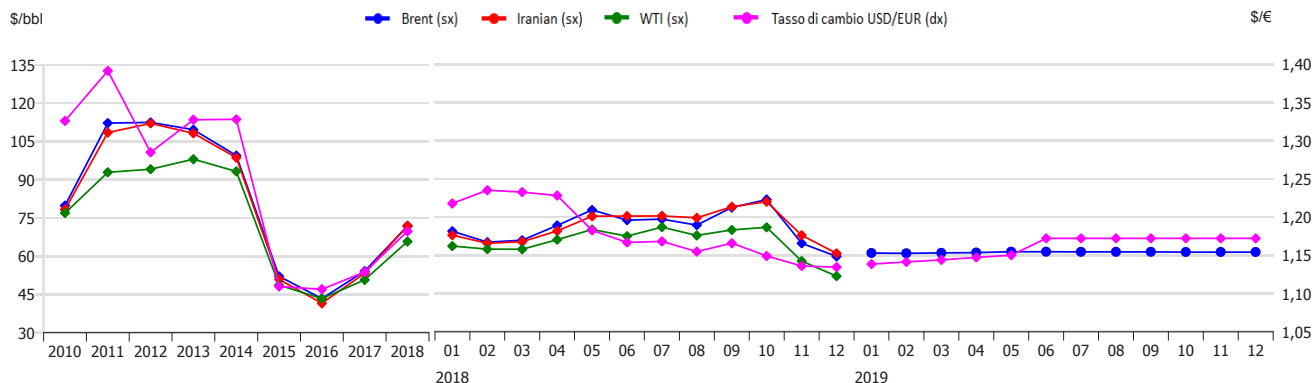
MT (+33%) e 630,64 \$/MT (+31%). In crescita anche il carbone europeo che, dopo un inizio d'anno in calo, riprende il trend di crescita osservato nel corso dell'anno precedente, attestandosi in media annua a 92,17 \$/MT (+9%) e toccando il livello più alto dal 2013.

L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (1,18 USD/EUR, +5%), concentrato nella prima parte del 2018, favorisce una lieve riduzione delle variazioni annue registrate dalle quotazioni del petrolio e dei suoi derivati e del carbone, non alterando di fatto la tendenza rialzista delle stesse.

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

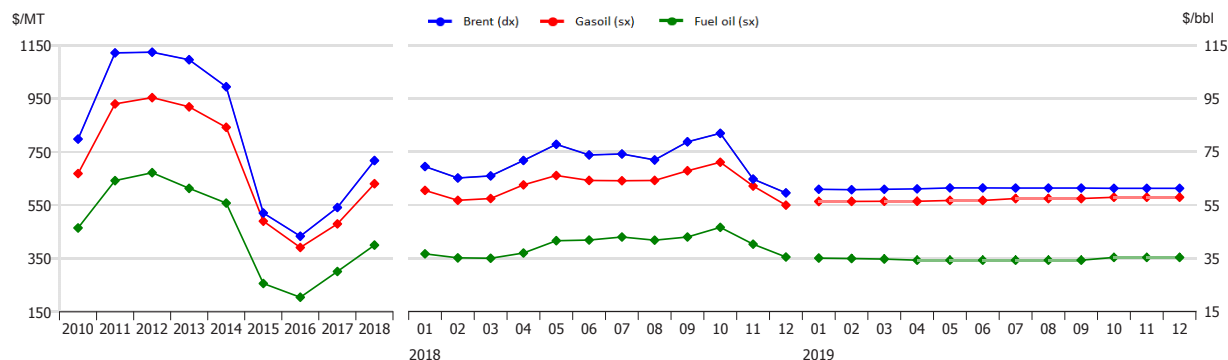
Quotazioni annuali						Quotazioni mensili			
FUEL	UdM	2018	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2019	Dicembre 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	71,76	+ 33 %	-	-	59,76	- 6 %	- 8 %	59,47
brent FOB	€/bbl	60,68	+ 27 %	-	-	52,66	- 10 %	- 12 %	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	400,27	+ 33 %	366,44	-	355,30	+ 2 %	+ 3 %	357,76
1% FOB barge	€/MT	338,49	+ 27 %	-	298,06	313,06	- 3 %	- 1 %	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	630,64	+ 31 %	-	-	550,36	- 0 %	- 2 %	550,75
1% FOB ARA	€/MT	533,31	+ 25 %	-	-	484,94	- 5 %	- 6 %	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	92,17	+ 9 %	90,15	-	86,96	- 8 %	- 8 %	85,50
API2 CIF	€/MT	77,95	+ 4 %	-	73,33	76,62	+ 15 %	+ 15 %	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,18	+ 5 %	-	-	1,13	- 3 %	- 4 %	1,14

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



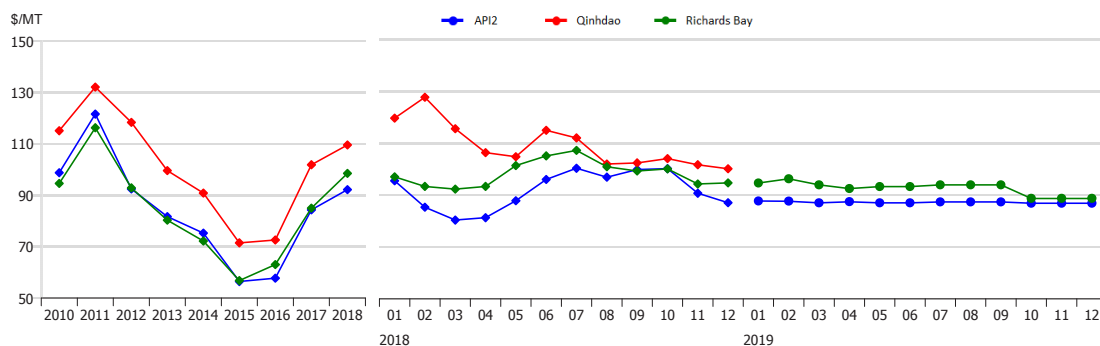
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

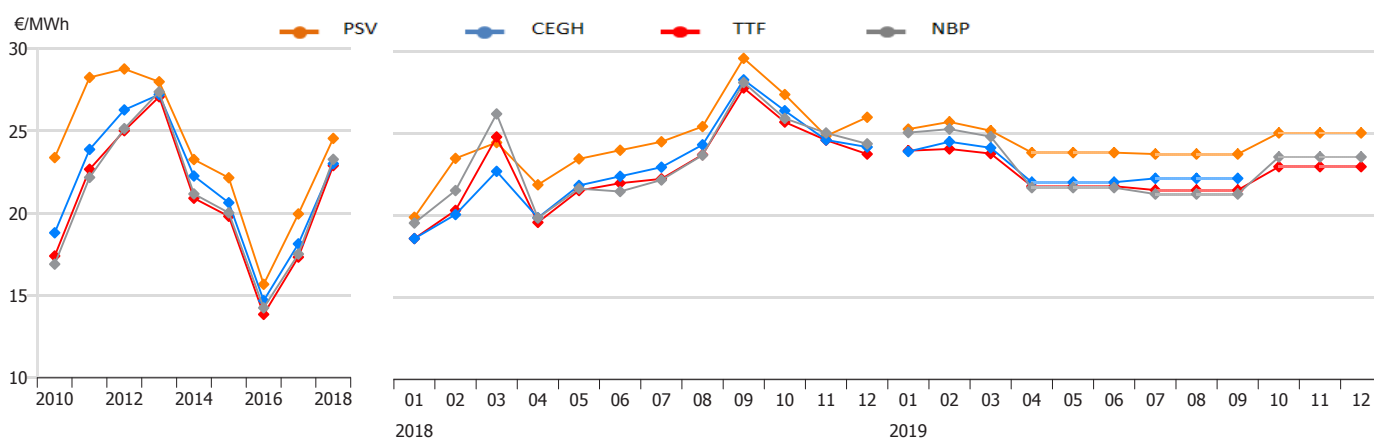
Anche le quotazioni sui principali hub europei del gas rafforzano il trend rialzista in atto dal 2017, tornando a toccare valori mai così alti dal 2014. La quotazione al PSV per l'anno 2018 si attesta a 24,55 €/MWh (+23%), registrando un incremento inferiore al TTF (22,90 €/MWh, +32%) e una conseguente riduzione del suo spread dall'hub olandese a 1,65 €/MWh, circa 1 € in meno rispetto al 2017. L'andamento infra-annuale mostra un trend fortemente crescente fino al mese di settembre e una successiva stabilizzazione nell'ultimo trimestre del 2018. Due in particolare i periodi di picco: il

bimestre febbraio-marzo, in cui le rigide temperature che hanno investito l'Europa hanno spinto il PSV e il TTF a punte giornaliere rispettivamente di 60 €/MWh e 76 €/MWh (2 marzo 2018), e il periodo estivo, caratterizzato in Europa centro-settentrionale da elevate temperature con ridotta disponibilità idrica e termica e culminato a settembre con prezzi al PSV e al TTF di 29,6 €/MWh e 27,8 €/MWh, più alti del 56/60% rispetto a settembre 2017. In ottica prospettica, moderatamente rialziste anche le aspettative per il 2019, con livelli attesi di prezzo più elevati nel primo trimestre dell'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)						Quotazioni mensili (€/MWh)			
GAS	Area	2018	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2019	Dicembre 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PSV	IT	24,54	+ 23 %	20,55	25,27	25,99	+ 22 %	- 6 %	25,55
TTF	NL	22,89	+ 32 %	18,42	23,25	23,75	+ 22 %	+ 14 %	24,38
CEGH	AT	23,01	+ 27 %	19,18	-	24,18	+ 22 %	+ 15 %	-
NBP	UK	23,27	+ 33 %	-	-	24,37	+ 20 %	+ 7 %	25,19



In questo contesto si confermano, per il secondo anno consecutivo, le dinamiche rialziste dei prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee, che registrano valori compresi tra i 44 €/MWh dell'area scandinava e della Germania, in cui si concentrano gli aumenti tendenziali più rilevanti (+30/50%), e i 61 €/MWh dell'Italia, connotata al pari di Spagna (57,29 €/MWh) e Francia (50,20 €/MWh) da incrementi meno decisi (+10/14%).

In linea con quanto osservato sugli hub del gas, l'andamento infra-annuale dei prezzi europei all'ingrosso dell'elettricità mostra una spinta iniziale nel primo trimestre per poi proseguire con un progressivo e comune trend rialzista fino a settembre ed un andamento meno omogeneo nell'ultimo trimestre dell'anno. Particolarmente evidente la serie di rincari consecutivi osservati in Francia (da maggio a novembre), allineata al riferimento tedesco

fino ad agosto e poi in ulteriore aumento fino al picco mensile di novembre (67,80 €/MWh), quando il prezzo transalpino risulta superiore anche a quello italiano. A fronte di ciò lo spread Italia-Francia è risultato comunque in crescita su base annua (11 €/MWh, +2 €/MWh sul 2017), trainato soprattutto dai più elevati differenziali registrati nel secondo trimestre. Si segnala, inoltre, a partire dalla data flusso 1° ottobre 2018, lo splitting tra il prezzo tedesco e quello austriaco, prima quotati congiuntamente dalla borsa di riferimento in ambito PCR (Epex); nell'ultimo trimestre del 2018 la quotazione austriaca è risultata superiore a quella tedesca (+10 €/MWh circa) e separata da questa in circa il 75% delle ore. Le aspettative per il 2019 osservate sui mercati futures mostrano prezzi in aumento rispetto a quelli del 2018 su tutte le piazze europee.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)					Quotazioni mensili (€/MWh)			
Area	2018	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2019	Dicembre 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
ITALIA	61,31	+ 14 %	54,50	69,44	65,15	- 1 %	+ 0 %	-
FRANCIA	50,20	+ 12 %	44,11	62,01	54,90	- 13 %	- 3 %	61,50
GERMANIA	44,47	+ 30 %	37,90	56,72	48,13	+ 19 %	+ 56 %	38,61
SPAGNA	57,29	+ 10 %	-	63,20	61,81	+ 4 %	+ 7 %	-
AREA SCANDINAVA	43,99	+ 50 %	25,55	47,50	51,56	+ 60 %	+ 67 %	33,85
AUSTRIA*	59,93	n.d.	-	-	56,35	+ 40 %	n.d.	-
SVIZZERA	52,21	+ 14 %	-	-	57,70	- 11 %	- 8 %	-

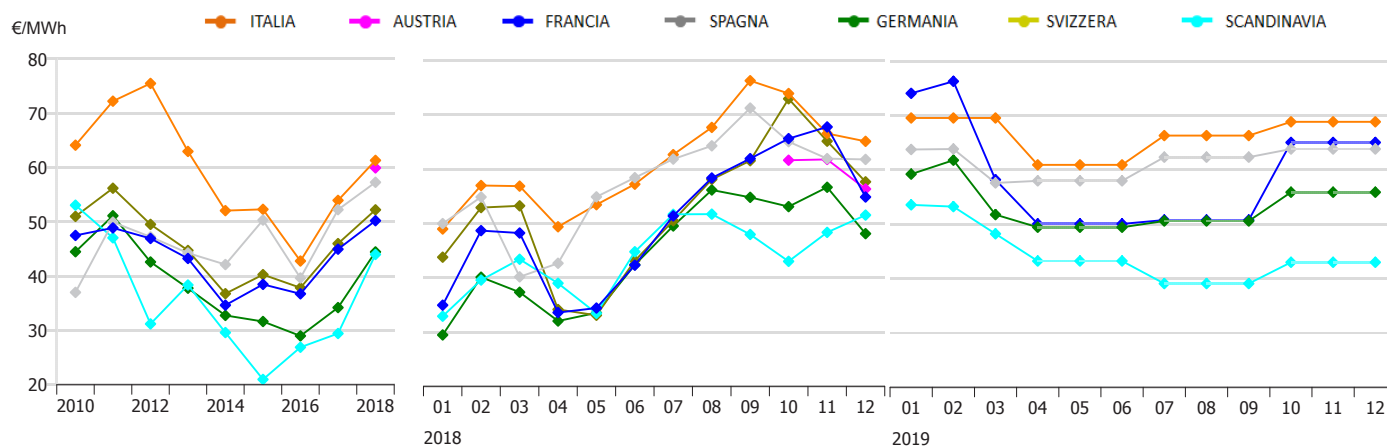
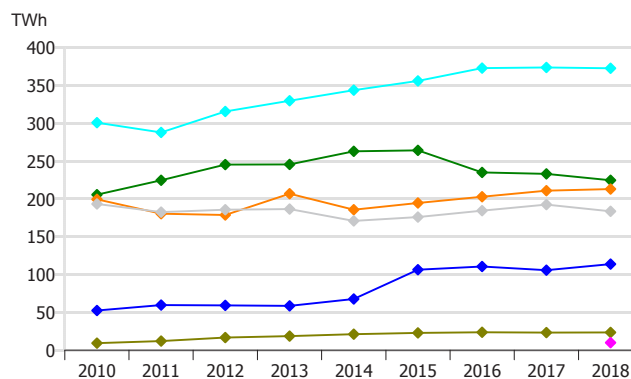


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2018	Var Y-1 (%)	Dicembre 18
ITALIA	212,9	+ 1 %	17,8
FRANCIA	113,8	+ 8 %	8,5
GERMANIA	224,6	- 4 %	19,9
SPAGNA	183,5	- 5 %	15,6
AREA SCANDINAVA	372,5	- 0 %	36,6
AUSTRIA*	9,9	n.d.	3,4
SVIZZERA	23,6	+ 1 %	1,7



\*A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

Per quanto attiene ai volumi scambiati su base spot, la borsa di riferimento per l'area scandinava si conferma come la più liquida, sostanzialmente in equilibrio rispetto al 2017 e ai massimi negli ultimi 10 anni, con quasi 373 TWh.

Crescono le negoziazioni in Italia, ai massimi dal 2010 (212,9 TWh, +1%), e Francia (113,8 TWh, +8%), mentre risultano in calo le contrattazioni in Germania (224,6 TWh, -4%).



# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2018 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) segna per il terzo anno consecutivo una significativa ripresa su base annua (303,6 €/tep, +14%) toccando il suo nuovo massimo storico. Anche il prezzo relativo alle contrattazioni bilaterali rafforza il trend rialzista degli ultimi anni, crescendo a tassi superiori a quelli registrati sul mercato e attestandosi poco sotto i 280 €/tep (+33%).

Brusca inversione di tendenza per i volumi scambiati sul mercato che, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, mostrano un calo su base annua che li porta ai minimi degli ultimi cinque anni (3,4 milioni di tep, -46%) facendo peraltro scendere la liquidità del MTEE al 43%, minimo dal 2015.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) nel 2018 il prezzo medio si porta al massimo storico di 1,03 €/MWh, guadagnando oltre 0,80 €/MWh rispetto all'anno precedente e allargando lo spread con le quotazioni bilaterali, anch'esse in aumento, a +0,58 €/MWh, mai così alto. Ai massimi storici anche il prezzo medio riportato dalle assegnazioni effettuate tramite asta dal GSE, pari a 1,38 €/MWh, più che triplicato rispetto al 2017. Apprezzabile anche la crescita dei volumi scambiati sul mercato che, sebbene ancora residuali rispetto alle altre modalità di negoziazione, salgono al loro livello record di 2,6 TWh; in ripresa le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+7%), in calo per la prima volta dall'avvio del meccanismo le assegnazioni tramite asta (-9%).

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

Nel 2018 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato rafforza il trend crescente degli ultimi due anni e con un incremento del 14% si porta al massimo storico di 303,60 €/tep.

Il dato sintetizza tuttavia dinamiche infra-annuali diversificate osservate all'interno di un quadro normativo e regolatorio in evoluzione, per effetto della temporanea riduzione della frequenza di svolgimento delle sessioni di mercato<sup>1</sup>, della pubblicazione del DM 10 maggio 2018, con cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha apportato modifiche agli obiettivi nazionali di risparmio energetico 2017-2020 e alle Linee Guida per la presentazione e valutazione dei progetti presentati in tale ambito, e dell'entrata in vigore della deliberazione 487/2018/R/efr, con cui l'ARERA ha aggiornato i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori, legandone la sua definizione anche ai prezzi registrati nella contrattazione bilaterale e fissandone un limite superiore pari a 250 €/tep.

In tale contesto la quotazione media dei TEE tocca i suoi livelli più elevati nella prima parte dell'anno, raggiungendo i 450 €/tep a febbraio, per poi scendere a maggio sopra i 310 €/tep e stabilizzarsi all'avvio del nuovo anno d'obbligo a ridosso dei 260 €/tep (valore inferiore di circa 7 €/tep rispetto alla media dell'intero 2017).

L'analisi del dato per sessione, oltre ad evidenziare le suddette dinamiche, mostra inoltre a partire da giugno un progressivo azzeramento della volatilità infrasezionale, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo sceso a dicembre sui valori più bassi di sempre (0,10 €/tep).

Anche i prezzi medi registrati sulla piattaforma bilaterale confermano il trend crescente degli anni precedenti e

salgono al massimo storico di 279,09 €/tep, con un rialzo del 33% sul 2017, riducendo drasticamente il divario con i corrispondenti livelli di mercato a circa 25 €/tep (era 60 €/tep l'anno precedente). Tale differenziale si riduce a circa 12 €/tep se consideriamo solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, che hanno rappresentato nel 2018 una quota pari al 96% del totale, tra le più alte di sempre, scendendo significativamente a 19 €/tep nel secondo semestre dell'anno (8 €/tep per le sole registrazioni ad un prezzo superiore ad 1 €/tep).

All'interno del mutato quadro normativo e nell'ambito del suddetto DM, che ha previsto, tra le altre, la proroga delle scadenze di adempimento agli obblighi per il quadriennio 2017-2020 e la possibilità, come strumento di flessibilità per i soggetti obbligati, di emissione di Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti, i volumi scambiati su MTEE, che sin dall'avvio del meccanismo hanno mostrato un'apprezzabile crescita annua, segnano nel 2018 un calo del 46% e si portano sul valore più basso degli ultimi cinque anni, pari a 3,4 milioni di tep. Tale fenomeno, accompagnato da una flessione meno intensa degli scambi bilaterali, scesi a 4,5 milioni di tep (-9%), favorisce anche il calo della liquidità del mercato che torna al di sotto del 50%, attestandosi a 42,6%, ai minimi dal 2015 (-13 punti percentuali circa rispetto al 2017).

L'analisi dell'andamento mensile dei volumi mostra come la contrazione tendenziale, diffusa su tutti i mesi dell'anno, risulta più intensa nel secondo semestre (oltre 51%); significativa, infine, anche la flessione dei volumi destinati al trading la cui media passa dal 14% all'8% tra il primo e il secondo semestre del 2018.

<sup>1</sup>La richiesta è stata avanzata a metà febbraio al GME dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con i competenti uffici del Ministero dell'Ambiente, al fine principalmente di preservare il calcolo del contributo tariffario dall'elevata volatilità dei prezzi. La frequenza delle sessioni, mensile tra marzo e agosto, è tornata settimanale a partire da settembre.

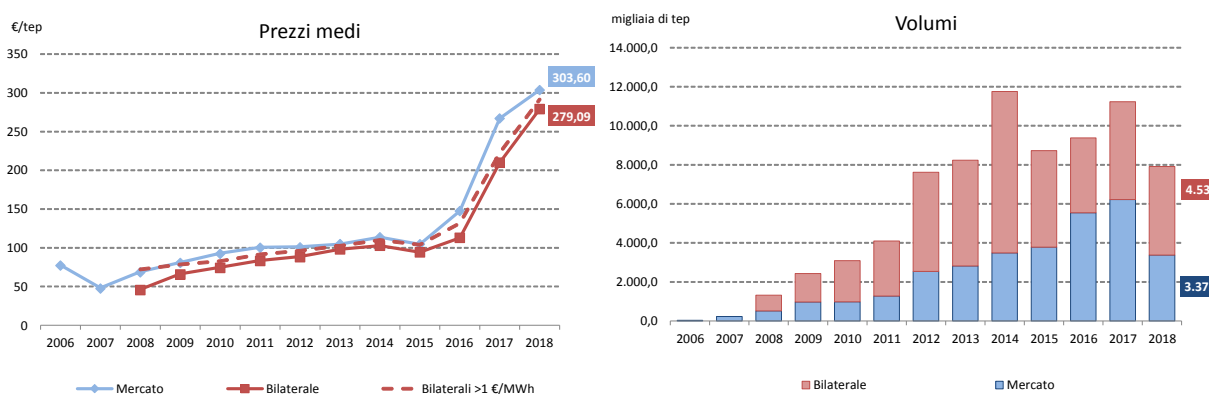
Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	303,60	+13,7%	145,00	489,90	3.371.773	-45,8%	1.023,67	-38,4%
Bilaterali	279,09	+32,9%	0,00	489,90	4.538.564	-9,4%	1.266,66	+20,5%
con prezzo >1	291,26	+30,8%	5,00	489,90	4.348.863	-7,9%	1.266,64	+20,5%
<b>Totale</b>	<b>289,54</b>	<b>+19,9%</b>	<b>0,00</b>	<b>489,90</b>	<b>7.910.337</b>	<b>-29,5%</b>	<b>2.290,33</b>	<b>-15,6%</b>

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME



\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	259,98	+0,1%	259,90	260,05	174.541	-25,5%	45,38	-25,4%	12.931	-33,0%	7,4%	-0,8 p.p.	5	-4
Bilaterali	230,41	-6,5%	0,00	260,00	353.932	-18,0%	81,55	-23,3%						
con prezzo >1	247,22	-2,8%	75,00	260,00	329.867	-21,1%	81,55	-23,3%						
<b>Totale</b>	<b>240,18</b>	<b>-4,3%</b>	<b>0,00</b>	<b>260,05</b>	<b>528.473</b>	<b>-20,6%</b>	<b>126,93</b>	<b>-24,1%</b>						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

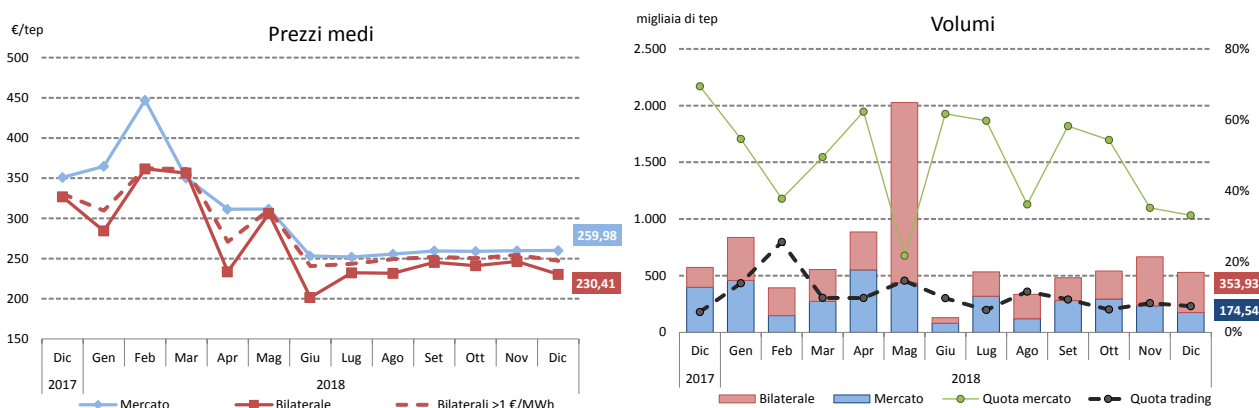
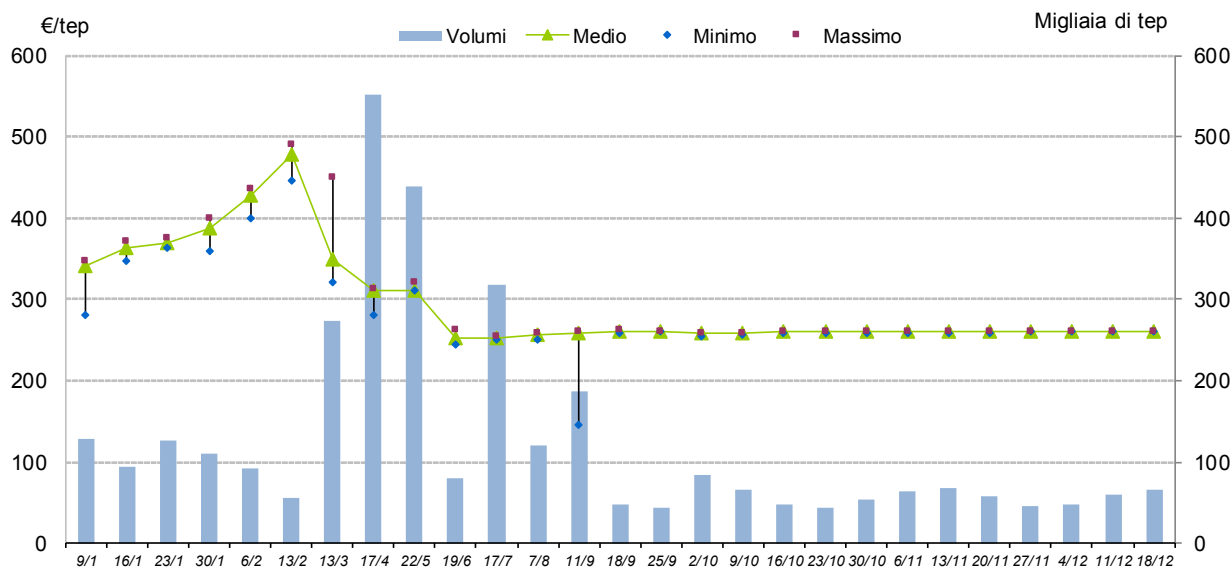


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Infine, l'analisi per anno d'obbligo a fine dicembre mostra un contributo tariffario stimato ancora stabile rispetto ai valori di fine novembre, a 250 €/tep, con uno spread rispetto ai livelli di mercato del mese di dicembre che si conferma sotto i 10 €/tep. Il numero dei titoli emessi al netto di quelli ritirati, dall'inizio del

meccanismo a fine anno, si porta a 56.203.543 tep in aumento di 176.240 tep rispetto allo stesso valore di fine novembre, mentre i titoli disponibili ammontano a 2.977.583, in calo di 524.606 titoli in virtù principalmente degli annullamenti effettuati in acconto a novembre.

Tabella 3: TEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep
	Sessioni N*	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Titoli scambiati tep		tep	% su scambi			
01 giugno - 28 settembre 2018	6	255,24	799.550	679.210	258,27	401.228	50,2%	257,49		
29 settembre - Dicembre	12	259,47	702.718	1.033.030	238,72	88.269	8,5%	247,12		
<b>Totale</b>	<b>18</b> (+3)	<b>257,22</b> (+0,1%)	<b>1.502.268</b> (+13,1%)	<b>1.712.240</b> (+26,1%)				<b>250,00</b> (+0,0%)	2.977.583 (-524.606)	56.203.543 (+176.240)

\*Tale valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA all'art. 4.1 della delibera 487/2018/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.

() tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

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

Nel 2018 il prezzo medio registrato sul MGO registra un aumento di 0,80 €/MWh rispetto al 2017, salendo al massimo storico di 1,03 €/MWh e allargando su livelli record anche il divario con le quotazioni bilaterali che, anch'esse in consistente crescita, si mantengono tuttavia su livelli nettamente inferiori (0,45 €/MWh). Le dinamiche si confermano anche considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo che ammontano alla quasi totalità degli scambi (99%). Il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE registra per il quarto anno consecutivo un incremento su base annua e porta il massimo storico a 1,38 €/MWh, guadagnando circa 1 €/MWh rispetto al 2017 e confermandosi su valori più alti delle altre piattaforme di negoziazione.

L'incremento delle quotazioni appare diffuso su tutte le tipologie di GO, confermando i titoli riferiti a produzione da impianti Eolico e Solare come i più costosi su ciascuno dei tre comparti, in particolare oltre 1,30 €/MWh sul mercato organizzato e compresi tra 1,50-1,60 €/MWh sulle aste.

L'analisi mensile dei prezzi su MGO mostra quotazioni più alte già dai primi mesi dell'anno; la crescita tuttavia accelera a partire da maggio, all'avvio del nuovo periodo di contrattazione per le tipologie riferite all'anno di produzione 2018, con prezzi medi che raggiungono il massimo storico a ridosso dei 2 €/MWh nel mese di settembre. Dinamiche analoghe per i prezzi

di assegnazione tramite asta che presentano nella seconda parte dell'anno un sostanziale allineamento ai corrispondenti livelli di mercato. Non superano mai la soglia di 1 €/MWh le quotazioni medie mensili delle transazioni bilaterali, anch'esse tuttavia caratterizzate da maggiori aumenti nel secondo semestre.

In termini di volumi, gli scambi registrati sul MGO mostrano per il secondo anno consecutivo un consistente aumento tendenziale e si portano a 2,6 TWh, più che triplicati rispetto all'anno precedente ed ai massimi storici. La liquidità del mercato guadagna circa 4 punti percentuali e sale al 5,3%, a fronte di una meno intensa crescita degli scambi bilaterali registrati su PBGO che si confermano comunque la più importante modalità di contrattazione delle garanzie. Considerando complessivamente i volumi delle tre piattaforme, la quota della contrattazione bilaterale raggiunge il 62% del totale scambiato (+2,3 p.p.), mentre le assegnazioni tramite asta, in calo rispetto al 2017 (-9%), scendono al 34% e cedono circa 5 punti percentuali su base annua.

L'andamento dei volumi mensili mostra una concentrazione degli scambi sul mercato nel primo trimestre, a ridosso della scadenza del periodo di contrattazione dei prodotti, e tra ottobre e dicembre: in queste due fasi dell'anno si rileva infatti circa l'80% delle negoziazioni, con una liquidità stabilmente superiore al 13% nell'ultima parte del 2018.

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore	
	Medio	Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,03	+452,1%	0,38	2.559.603	+237,0%	2.646.182	+1760,4%
Bilaterali con prezzo >0	0,45	+140,4%	0,00	46.110.463	+7,2%	20.692.431	+157,8%
	0,45	+132,1%	0,01	45.624.336	+11,0%	20.692.431	+157,8%
Totale	0,48	+156,9%	0,00	48.670.066	+11,2%	23.338.613	+185,7%
Asta GSE	1,38	+231,7%	0,38	25.394.289	-9,3%	35.151.467	+200,8%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

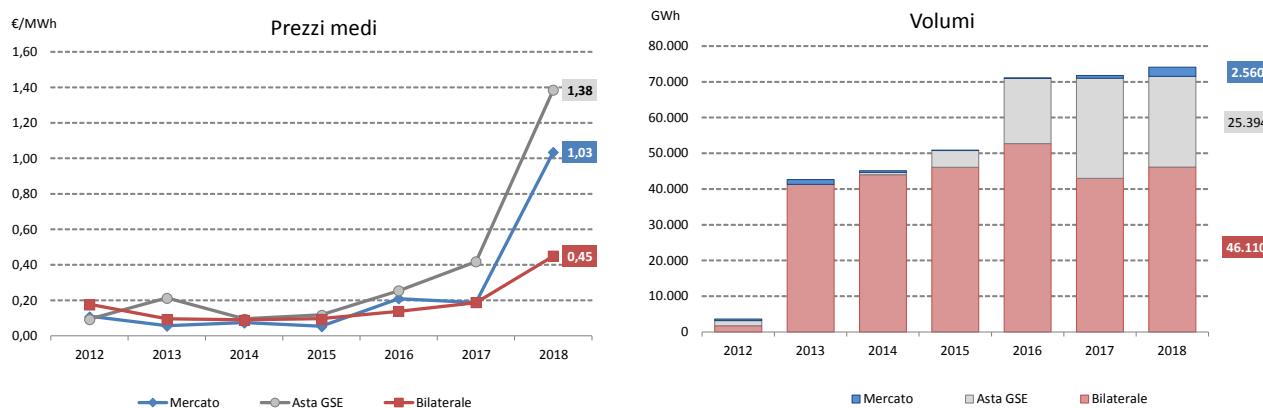


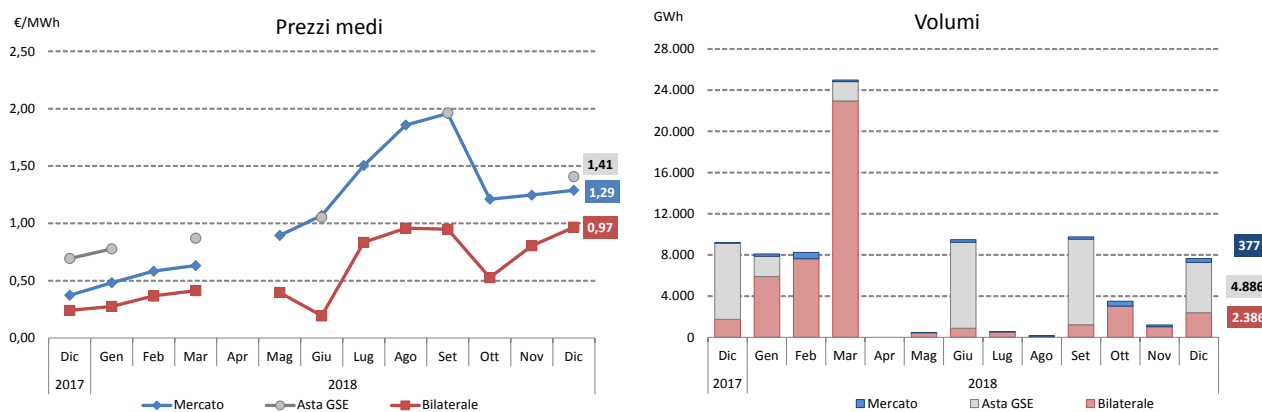
Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,29	+3,4%	0,94	2,00	377.141	+137,4%	485.935	+145,3%
Bilaterali	0,97	+20,0%	0,00	1,92	2.385.582	+130,2%	2.304.149	+176,2%
con prezzo >0	0,98	+21,5%	0,04	1,92	2.339.856	+127,3%	2.304.149	+176,2%
Totale	1,01	+16,9%	0,00	2,00	2.762.723	+131,2%	2.790.083	+170,3%
Asta GSE	1,41	-	1,10	1,69	4.886.088	-	6.881.241	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

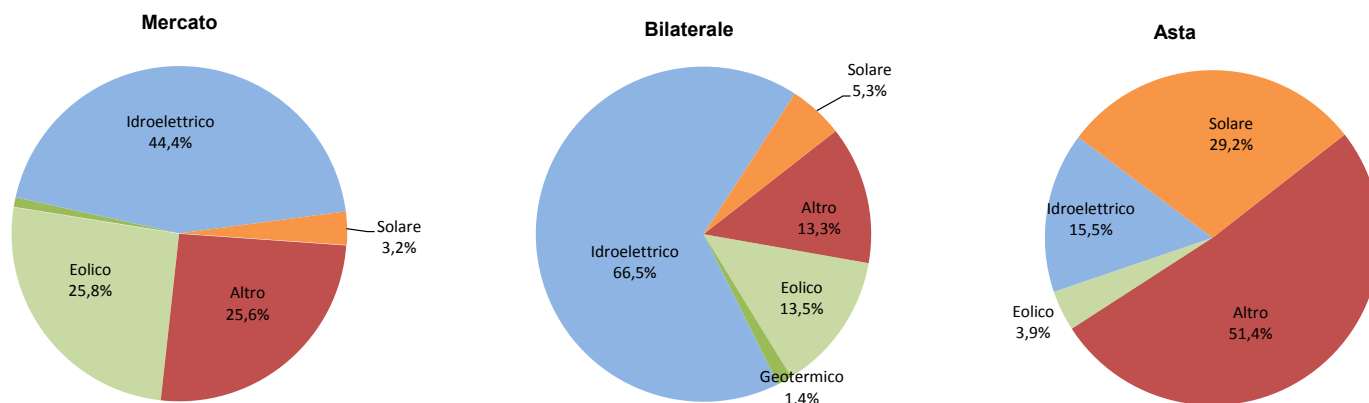


La struttura delle negoziazioni per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa collocazione delle GO in base alla piattaforma utilizzata. Le garanzie riferite a produzione da impianti idroelettrici si confermano le più scambiate sia sul mercato organizzato (44%) che sulla piattaforma

bilaterale (67%); nel primo caso la quota cede circa 30 punti percentuali rispetto all'anno di produzione 2017 a favore di titoli riferiti a produzione Eolica e Altro (entrambi con un peso del 26%). Le assegnazioni tramite Aste del GSE continuano a concentrarsi sulla tipologia Altro (51%), seguita da quella Solare (29%).

Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



## IL TIRO ALLA FUNE DEI PREZZI DEL PETROLIO

Lisa Orlandi (RIE-Ricerche Industriali ed Energetiche)

### (continua dalla prima)

La prima, collocabile tra gennaio e marzo, ha visto i prezzi oscillare all'interno del range 60-70 doll/bbl, in prosecuzione di un trend avviatosi ad ottobre 2017. In questo periodo, a guidare le quotazioni sono state principalmente le dinamiche dell'offerta, e quindi i fondamentali reali di mercato: da un lato, la politica di tagli alla produzione attuata da 23 OPEC e non-OPEC a partire dal 1° gennaio 2017 – con il dichiarato obiettivo di riportare le scorte OCSE (in forte surplus) entro il range medio degli ultimi 5 anni – ha definito un floor minimo di 60 dollari al di sotto del quale i prezzi non sono mai scesi; dall'altro, la forte crescita della produzione americana (specie di shale oil), ha agito come cap, frenando spunti al rialzo superiori a quota 70.

La seconda fase è quella che ha interessato (pur con qualche breve interruzione) il periodo che va da aprile alla prima metà di ottobre: l'asticella dei prezzi si è spostata verso l'alto e il barile si è mosso prevalentemente nella fascia 70-80 doll/bbl, con un andamento quasi sempre crescente culminato con il picco di 86 doll/bbl ad inizio ottobre. A infiammare le quotazioni è stato il forte e rinnovato peso delle tensioni geopolitiche, con l'annunciato ritiro degli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano (cui è seguita la minaccia – poi avveratasi – di reintrodurre severe sanzioni sul paese) e il deterioramento della situazione in Venezuela che si sono innestati in uno scenario di profonda instabilità afferente, in primis, al Medio Oriente. Un contesto di grande incertezza su cui la componente speculativa del mercato ha trovato terreno fertile per scommettere al rialzo: quel che non era accaduto nel 2014, quando il surplus d'offerta aveva sterilizzato il surplus dei conflitti in essere. A dominare è stata la preoccupazione di una possibile ed imminente scarsità di forniture, tale da indurre l'OPEC Plus – anche su insistente pressione degli Stati Uniti – a decidere di attenuare i tagli produttivi in vigore da inizio 2017, riportando la compliance generale al 100% della riduzione concordata rispetto a livelli che a maggio avevano sfiorato il 150%.

In sostanza, nel corso di pochi mesi, si è passati dal chiedersi se l'accordo OPEC/non-OPEC stesse centrando l'obiettivo di riequilibrare il mercato, riassorbendo il surplus di offerta che aveva determinato il crash del 2014, al domandarsi se al contrario andava profilandosi il rischio di un serio deficit. Il repentino cambio di interpretazione dello scenario sottolinea quella che è una costante del mercato petrolifero, ovvero il ruolo giocato dalle aspettative che spesso disancorano le dinamiche di prezzo dagli andamenti reali di domanda ed offerta. Un ruolo che diventa evidente nella terza fase che ha

interessato il 2018, avviatasi nella seconda metà di ottobre, quando il mercato torna a dare importanza ai fondamentali. Si assiste ad un forte ripiegamento dei prezzi che, dopo una prima riduzione verso i 70 doll/bbl, hanno proseguito la loro intensa discesa sino a toccare il minimo di poco superiore a 50 doll/bbl osservato la Vigilia di Natale. Un simile ridimensionamento si è manifestato proprio quando le sanzioni contro l'Iran sono diventate effettive: la ragione sta nel fatto che i mercati avevano già scontato questo evento, attutito nei suoi effetti dall'aumento dell'export nei mesi precedenti e dalle esenzioni consentite dalla Casa Bianca (per un semestre) a otto paesi (tra cui l'Italia), per ridurre i rischi di scarsità. Inoltre, la concomitante maggior produzione di Arabia Saudita e Russia – con quest'ultima che si è portata a 11,5 mil. bbl/g, nuovo record dell'era post-sovietica – e i continui e straordinari aumenti messi a segno dagli USA fino al massimo di 11,5 mil. bbl/g in ottobre, avevano avvicinato l'offerta alla soglia dei 100 mil. bbl/g. Il tutto a fronte di una domanda stimata raggiungere in media annua i 99,2 mil. bbl/g, con una crescita più contenuta (+1,3 mil. bbl/g) di quanto registrato nel 2017 (+1,5 mil. bbl/g). In questo quadro, il mercato petrolifero mondiale non appariva a rischio di deficit, nonostante il permanere di numerose criticità. L'acquisizione di questa consapevolezza – giusta o sbagliata che sia – da parte degli operatori con fini prevalentemente speculativi ha a sua volta accelerato e intensificato il calo dei prezzi, vanificando nell'immediato gli effetti della decisione di ridurre l'offerta di 1,2 mil. bbl/g presa dall'OPEC Plus nel meeting del 6-7 dicembre scorso e che sarà effettiva a partire da gennaio. Decisione che si aggiunge al taglio volontario di 350.000 bbl/annunciato dalla regione canadese dell'Alberta.

In sintesi, se da un lato il dietrofront delle quotazioni poteva ritenersi prevedibile perché i picchi superiori ad 80 doll/bbl erano imputabili più allo stato atteso che non a quello corrente dei fondamentali reali, dall'altro un crollo a 50 non lo era affatto e, a parere di chi scrive, non durerà: perché se oggi non si può parlare di rischio deficit è quantomeno prematuro sostenere l'idea di un surplus non temporaneo. Il 2019 si è infatti aperto con uno spiraglio di ripresa, che vede prezzi di nuovo nell'intorno dei 60 doll/bbl.

Esattamente come accaduto ad inizio 2017 e 2018, gli occhi continuano dunque ad essere puntati sul tiro alla fune tra Stati Uniti e OPEC Plus, o meglio sulla tenuta dei record produttivi dei primi e sull'effettività e consolidamento dell'accordo sui tagli dei secondi.



(continua)

**Accordo OPEC/non-OPEC: il ritorno ai tagli**

Il 6-7 dicembre si è svolto il secondo meeting annuale OPEC e non-OPEC: un nucleo di paesi, ad oggi 21<sup>1</sup>, che il 30 novembre 2016 hanno messo a punto un accordo storico sui tagli alla produzione finalizzato a riportare stabilità ad un mercato profondamente colpito dal crash dei prezzi del 2014. Da allora, si sono succeduti cinque vertici congiunti ma le condizioni al contorno sono profondamente mutate: rispetto ai circa 45 doll/bbl antecedenti la stipula dell'accordo, il meeting di metà 2018 (22-23 giugno) si è svolto in un clima di prezzi elevati e in rialzo, con il Brent che si attestava sui 75 doll/bbl. Da qui la decisione della coalizione di attenuare i tagli concordati riportando il livello di compliance al 100%. Tuttavia, il veloce e intenso ripiegamento cui si è assistito a partire da ottobre, con prezzi di nuovo nel range 50-60 doll/bbl, ha rimesso in discussione quanto deciso sei mesi prima. L'esito della "due giorni" di lunghe e faticose consultazioni ha chiaramente sancito la trasformazione dell'alleanza Arabia Saudita-Russia in un duopolio in cui il Cremlino ha senza dubbio un peso cruciale. L'accordo proseguirà almeno fino ad aprile 2019 – quando verrà sottoposto a riesame – e prevede l'attuazione, a partire dal 1° gennaio, di un taglio pari a 1,2 mil. bbl/g rispetto alla produzione di ottobre 2018 in luogo di quella di ottobre 2016 sinora assunta a riferimento. All'OPEC spetta la riduzione più consistente (800.000 bbl/g) e sarà Riad ad accollarsi gran parte di questo onere, dati i pochi margini di manovra della gran parte degli altri paesi membri e l'esenzione che interessa Iran, Venezuela e Libia. All'esterno del cartello, la parte del leone spetta alla Russia che dovrebbe tagliare in modo graduale poco più di 200.000 bbl/g.

Anche se l'annuncio di per sé non ha sortito alcun effetto prezzo, è da adesso che si inizia a valutare la concretezza degli impegni dichiarati. E stando alle prime stime, l'Arabia Saudita dovrebbe ridurre la produzione di gennaio anche al di sotto della quota che le è stata assegnata, con un export che si porterà a 7,2 mil. bbl/g contro i 7,9 di novembre. Tuttavia, la cautela è d'obbligo: per un effetto reale e prolungato è

necessario che gli impegni vengano rispettati alla lettera, salvo "sperare" in un aiuto involontario e consistente dei paesi esentati. La recente chiusura del campo libico Sharara può considerarsi in questo senso supportive.

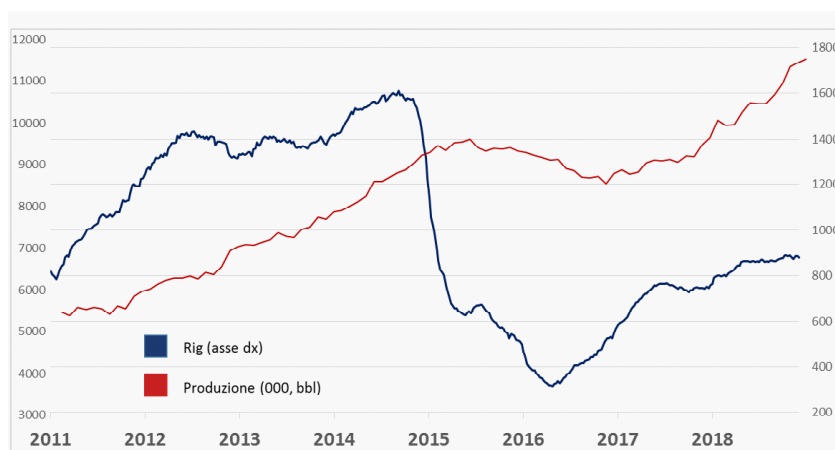
**Stati Uniti protagonisti ma per quanto?**

La tenuta dell'Accordo OPEC/non-OPEC, ma più in generale l'intero mercato petrolifero, dipendono sempre più dalle dinamiche degli Stati Uniti che, ormai da tempo, si confermano una variabile chiave. L'offerta petrolifera dell'area, guidata dallo shale oil, ha ripreso a crescere a partire dalla primavera del 2017 e ha messo a segno record continui sino al livello di 11,5 mil. bbl/g registrato in settembre e ottobre, in linea con quello di Arabia Saudita e Russia: un volume che supera di oltre 2 milioni quello di 12 mesi prima. In parallelo, si è rafforzato il ruolo degli USA di esportatore mondiale, con un flusso in uscita che per il solo greggio ha raggiunto in estate i 2 mil. bbl/g, un valore più che doppio rispetto a quello del pari periodo 2017. Con simili numeri, i fondamentali del mercato statunitense presentano un'intonazione ribassista che giocoforza influenza il sistema petrolifero mondiale sia sul piano reale che su quello finanziario. A fine 2018, la percezione generale di un mercato non corto era stata prevalentemente sostenuta da questi andamenti e dalla prossima entrata in funzione di 2,3 mil. bbl/g di nuova capacità di trasporto via pipeline nel bacino di Permian, superando almeno temporaneamente uno dei principali ostacoli alla crescita produttiva dell'area.

Ma non è solo con l'offerta domestica che gli USA incidono sul mercato petrolifero globale. Lo fanno anche imponendo nuove sanzioni verso l'Iran e quindi condizionandone la produzione; opponendosi alla decisione saudita di attuare nuovi tagli; o ancora attraverso la delicata questione dei dazi verso la Cina, che potrebbero influenzare la domanda petrolifera del gigante asiatico e il commercio mondiale; in generale con ogni notizia che riguarda l'economia dell'area, dalle decisioni sui tassi della Federal Reserve agli andamenti del dollaro, valuta in cui è prezzato il barile.

Figura 2: Produzione di greggio e rig perforati negli USA

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



(continua)

Il futuro, tuttavia, non è privo di incertezze: quanto potranno reggere un simile ritmo di estrazione? Il recente calo dei prezzi avrà un'influenza sulla crescita produttiva, considerata la stabilizzazione del numero di rig perforati nell'ultima parte dell'anno? Quante sono effettivamente le risorse di shale oil commercialmente recuperabili? Basteranno gli investimenti lato midstream in corso per facilitare l'uscita del greggio dai luoghi di produzione e quindi dagli USA? Interrogativi che non avranno risposta rapida ma che al momento non inficiano il ruolo preminente degli USA nello scacchiere petrolifero mondiale.

### Il rischio scarsità non è scomparso

Fondamentali di mercato, geopolitica, finanza. Sono queste dimensioni 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 quantificare il peso della finanza, le assunzioni sul futuro più prossimo poggiano su considerazioni relative alle variabili di mercato. Anche se il 2018 si è concluso con prezzi al di sotto dei 60 dollari, si ritiene probabile – assumendo la prosecuzione dell'accordo OPEC/non-OPEC per tutto il 2019 – una loro progressiva ripresa, pur senza azzardare previsioni sul punto di approdo. È infatti prematuro dire che ogni rischio di scarsità sia superato e questo per diverse ragioni:

- La tenuta dell'attuale straordinario ritmo di crescita della produzione USA. In molti sembrano concordare sul fatto che almeno fino al 2025 il trend dovrebbe essere di aumento ma è impossibile prevederne l'intensità. Un rallentamento rispetto ai ritmi correnti sembra essere verosimile a meno di un forte incremento delle spese di investimento.
- La scarsa consistenza della spare capacity OPEC immediatamente disponibile: attualmente, è pari a circa l'1%

della domanda mondiale ed in prevalenza concentrata in Arabia Saudita, come storicamente accaduto. Gli altri paesi OPEC stanno invece quasi tutti producendo al massimo della loro capacità e non sarebbero pertanto in grado di attuare aumenti consistenti, qualora venisse loro richiesto. Se, nonostante le esenzioni concesse, nei prossimi sei mesi sparirà dal mercato un volume consistente di petrolio iraniano, potrebbe tornare alla ribalta il tema scarsità.

- Il permanere di tensioni geopolitiche in diversi paesi di produzione chiave. Libia, Nigeria e Iraq hanno profili produttivi estremamente volatili, la crisi del Venezuela sembra senza ritorno e l'Iran si trova ad affrontare nuove sanzioni. Sono tutti elementi che, unitamente ad una ridottissima spare capacity, rendono il mercato vulnerabile a qualsiasi ulteriore deterioramento delle condizioni di uno o più di questi paesi: il rischio geopolitico è più che mai presente.

- La timida ripresa degli investimenti in esplorazione e produzione dopo il crollo del 2015 e del 2016: il timore è che, a meno di una netta ripartenza ancora non ravvisabile, non siano adeguati a sostenere la domanda futura che, nonostante l'incertezza di fondo, le proiezioni di lungo periodo danno ancora crescente. Un rischio che Goldman Sachs ritiene possa chiaramente manifestarsi nel decennio 2020, quando la banca d'affari prevede l'emergere di una condizione di oil shortage principalmente ascrivibile all'inadeguatezza degli investimenti.

In sintesi, il mercato petrolifero presenta allo stato attuale un livello di offerta in grado di rispondere alla domanda. Tuttavia, a fronte di previsioni di crescita dei consumi sostanzialmente stabili (+1,4 mil. bbl/g per il 2019, in linea con l'ultimo triennio), vi sono rischi e fattori evolutivi che riguardano la produzione ad oggi non ponderabili e potenzialmente in grado di scuotere l'equilibrio generale. Per quest'anno, è quindi molto probabile che siano ancora le dinamiche lato offerta a decidere in prima istanza la direzione che l'oil market seguirà.

<sup>1</sup> Rispetto agli iniziali 23 paesi interessati dai tagli, il numero si è oggi ridotto a 21 in ragione di diverse dinamiche: l'uscita del Qatar dall'OPEC annunciata il 3 dicembre scorso; le esenzioni ai tagli applicate a Iran e Venezuela per via delle sanzioni nel primo caso e dei conflitti interni nel secondo. La Libia è stata esentata sin dall'inizio mentre la Nigeria è stata inclusa nei tagli nel corso dell'ultimo meeting. Rispetto alla versione iniziale, inoltre, la Guinea Equatoriale è passata da paese non-OPEC aderente ai tagli a paese OPEC (sempre soggetto a tagli). Ad oggi quindi l'Accordo interessa 11 paesi OPEC e 10 paesi non-OPEC.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Delibera 18 dicembre 2018 678/2018/R/EEL** | “Verifica di conformità della versione aggiornata della Convenzione tra Gestore dei mercati energetici S.p.a. e Terna S.p.a.” | pubblicata il 19 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/678-18.htm>

Con deliberazione 678/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha positivamente verificato la versione aggiornata della Convenzione di cui all’articolo 7 della delibera n. 111/06, opportunamente adeguata anche in considerazione dell’evoluzione normativa in materia di fatturazione elettronica.

Nello specifico, la predetta Convenzione è stata modificata al fine di recepire le disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2017 n. 205, che ha fissato, al 1° gennaio 2019, il termine di decorrenza dell’obbligo di fatturazione elettronica per tutte le cessioni di beni e per tutte le prestazioni di servizi effettuate tra soggetti residenti o stabiliti ai fini IVA in Italia<sup>1</sup>. A completamento si rappresenta che, con deliberazione 646/2018/R/GAS, recante “Approvazione della proposta di Convenzione tra Gestore dei mercati energetici e Snam Rete Gas, funzionale alla gestione dei mercati del gas”, l’Autorità ha altresì approvato la versione aggiornata della Convenzione di cui all’articolo 6 dell’allegato A alla deliberazione 66/2017/R/GAS, modificata anch’essa per le predette finalità.

**Comunicato del GME** | “Fatturazione elettronica tra privati: avvio operativo” | 17 dicembre 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=397>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori l’adeguamento delle disposizioni tecniche di funzionamento (nel seguito: DTF) riguardanti la fatturazione ed i pagamenti dei diversi mercati/piattaforme gestite dal GME stesso, al fine di rendere le previsioni ivi contenute conformi con quelle dettate dal Legislatore in materia di fatturazione elettronica tra privati. Le suddette DTF sono entrate in vigore - contestualmente alla data di decorrenza dell’obbligo di fatturazione elettronica - a partire dal 1 gennaio 2019.

A completamento, con il comunicato in oggetto, il GME ha altresì richiamato modalità e termini per la trasmissione ed il ricevimento delle fatture elettroniche.

**Delibera 5 dicembre 2018 634/2018/R/EEL** | “Approvazione dell’Allegato Regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) per la regione (CCR) Greece-Italy, ai sensi del regolamento (UE) 2016/1719

(FCA)” | pubblicata il 12 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/634-18.pdf>

Con deliberazione 634/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la seconda versione dell’Allegato regionale alle Regole Armonizzate di Allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (Harmonised Allocation Rules for long-term transmission Rights, nel seguito: HAR o Regole), predisposta da Terna – in coordinamento con gli altri TSO<sup>2</sup> della CCR<sup>3</sup> Greece-Italy – ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (c.d. Regolamento FCA).

Al riguardo, giova ricordare che, le HAR – predisposte congiuntamente da tutti i TSO europei e trasmesse alle NRAs<sup>4</sup> ai sensi del Regolamento FCA – sono state in seguito approvate da ACER<sup>5</sup> con la decisione 03-2017, e che le medesime Regole hanno trovato applicazione a partire dalle aste di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine relativi all’anno 2018.

Con specifico riferimento alla CCR Greece-Italy, i TSO rilevanti hanno in seguito predisposto un Allegato regionale, recante specifiche disposizioni per l’allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine, approvato dalle NRAs rilevanti e ratificato da ARERA con la deliberazione 702/2017/R/EEL.

A completamento, si rappresenta che a novembre 2018 i TSO della CCR Greece-Italy hanno trasmesso alle relative NRAs una seconda versione dell’Allegato regionale alle HAR, recante disposizioni in materia di:

- riduzione per esigenze di sicurezza operativa dei diritti di trasmissione di lungo termine;
- introduzione della compensazione a market spread con un tetto mensile;
- superamento della previsione di firmness finanziaria relativamente alla riduzione dei diritti di trasmissione di lungo termine oltre i 45 giorni equivalenti all’anno.

Pertanto, con la deliberazione 634/2018/R/EEL l’Autorità ha approvato – in coordinamento con le altre NRAs competenti per la regione - l’Allegato recante le predette disposizioni, disponendo che le medesime trovino applicazione a partire dalle aste di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine relativi all’anno 2019.

**Delibera 11 dicembre 2018 657/2018/R/EEL** | “Istruzioni a GME e Terna per l’attuazione di ulteriori emendamenti alla proposta per il disegno e l’implementazione di aste complementari infragiornaliere per la regione Italy North, presentata ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM)” | pubblicata il 13 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/657-18.pdf>

Con deliberazione 657/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha fornito indicazioni a Terna ed al GME al fine di dare

attuazione alla terza richiesta di emendamenti<sup>6</sup> – predisposta dall’Autorità medesima in coordinamento con le altre NRAs rilevanti della CCR Italy-North – alla proposta comune dei NEMO<sup>7</sup> e TSO della medesima regione avente ad oggetto il disegno e la relativa implementazione di aste regionali complementari al mercato infragiornaliero in contrattazione continua, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

Nello specifico, la predetta richiesta di emendamenti prevede, inter alia, che i NEMO e i TSO interessati procedano con la predisposizione di una proposta specifica per la CCR Italy-North, da intendersi distinta rispetto alla proposta relativa alla CCR Greece-Italy, in ragione dei diversi contenuti specifici che caratterizzano le richieste emendative per l’implementazione delle aste complementari intraday nelle due regioni.

A completamento, con la delibera 656/2018/R/EEL, recante “Istruzioni a Gme e Terna per l’attuazione di ulteriori emendamenti alla proposta per il disegno e l’implementazione di aste complementari infragiornaliere per la regione Greece-Italy, presentata ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM)”, l’Autorità ha fornito indicazioni a Terna e GME al fine di dare attuazione a ulteriori richieste di emendamenti – predisposte in coordinamento con l’Autorità di regolazione ellenica – alla proposta di implementazione di aste complementari intraday con specifico riferimento alla CCR Greece-Italy.

**Delibera 11 dicembre 2018 658/2018/R/EEL | “Modalità di recupero dei costi sostenuti dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a per l’istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico del giorno prima e infragiornaliero, secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 13 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/658-18.pdf>**

Con deliberazione 658/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha confermato la copertura dei costi sostenuti dal GME nel 2018 per le attività relative alla partecipazione al progetto europeo di implementazione del coupling unico infragiornaliero mediante l’utilizzo del Fondo rischi e oneri accantonato in bilancio, in relazione all’extra-remunerazione PCE.

Con la medesima delibera, l’Autorità ha tuttavia definito un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi intraday sostenuti dal GME a partire dall’anno 2019, prevedendo che tali costi trovino copertura mediante un contributo di Terna da versare al GME entro il 30 giugno di ciascun anno.

Tale meccanismo di copertura dei costi troverà applicazione fino all’avvio operativo del coupling unico infragiornaliero sulle frontiere italiane, a seguito del quale l’Autorità provvederà ad una revisione complessiva dello stesso.

**Delibera 18 dicembre 2018 687/2018/R/EEL | “Istruzioni,**

**a Terna S.p.a., per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per il calcolo della capacità per la regione (CCR) Italy North, ai sensi degli articoli 20 e 21 del Regolamento (Ue) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 20 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/687-18.pdf>**

Con deliberazione 687/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta comune dei TSO della CCR Italy-North avente ad oggetto la metodologia per il calcolo della capacità con riferimento ai confini fra zone d’offerta appartenenti alla CCR stessa, rilevante per gli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

A completamento, con la delibera 685/2018/R/EEL<sup>8</sup> e la delibera 686/2018/R/EEL<sup>9</sup>, l’Autorità – in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della CCR Italy-North – ha altresì fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alle richieste di emendamenti, rispettivamente, alla proposta avente ad oggetto la metodologia per il coordinamento delle attività di redispatching e countertrading con riferimento alle congestioni legate ai flussi occorrenti sui confini fra le zone d’offerta appartenenti alla CCR stessa, ed alla proposta avente ad oggetto la metodologia di ripartizione dei costi afferenti le suddette attività di redispatching e countertrading, congiuntamente predisposte dai TSO della regione in oggetto, ai sensi del Regolamento CACM.

**Delibera 18 dicembre 2018 682/2018/R/EEL | “Approvazione, per l’anno 2019, del preventivo dei costi relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, da parte del Gestore dei mercati energetici S.p.a. e dei corrispettivi per la partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (Pce)” | pubblicata il 20 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/682-18.pdf>**

Con deliberazione 682/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il preventivo dei costi per l’anno 2019 relativi allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, nonché la proposta di corrispettivi per l’anno 2019 relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (di seguito: PCE).

Nello specifico, la proposta di corrispettivi per la partecipazione alla PCE si sostanzia nella conferma dei corrispettivi vigenti per l’anno 2018, in considerazione del fatto che le stime condotte dal GME per l’anno 2019, sia con riferimento al numero di operatori iscritti alla piattaforma che ai volumi complessivi, risultano in linea con i valori registrati per l’anno 2018.



## GAS

**Delibera 5 dicembre 2018 631/2018/R/GAS | “Adozione del Testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale (TIMMIG)” | pubblicata il 6 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/631-18.htm>**

Con deliberazione 631/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il “Testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale” (TIMMIG) che ricomprende, in un unico testo, tutte le disposizioni relative all’attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale e, al contempo, ha abrogato le disposizioni afferenti al monitoraggio contenute nella deliberazione 308/2017/R/GAS<sup>10</sup>.

In particolare, con la delibera 631/2018/R/GAS, l’Autorità ha definito con maggior chiarezza il perimetro delle competenze attribuite in materia di monitoraggio, rispettivamente, al GME (dimensione c.d. “concorrenziale”) e all’impresa maggiore di trasporto (dimensione c.d. “strutturale”), prevedendo che quest’ultima, al fine di valutare la correlazione tra i flussi fisici di gas e l’andamento dei prezzi di mercato, disponga dei dati relativi alle singole transazioni concluse nei mercati a negoziazione continua gestiti dal GME, in forma anonima, nonché dei dati delle offerte presentate e delle transazioni concluse dalla medesima impresa.

Nella medesima deliberazione, l’ARERA ha altresì stabilito che:

- per le finalità di cui sopra, il GME e l’impresa maggiore di trasporto provvedano ad aggiornare la Convenzione precedentemente approvata con deliberazione 481/2018/R/GAS<sup>11</sup>;
- le imprese minori di trasporto provvedano a completare le attività funzionali all’avvio della trasmissione dei dati di competenza nel “database dei dati fondamentali” entro il 30 gennaio 2019;
- vengano disciplinati, con successivo provvedimento e previa consultazione dei soggetti interessati, le modalità con cui sono raccolte e rese disponibili, i dati relativi alla flessibilità delle fonti e dei contratti di approvvigionamento.

**Delibera 11 dicembre 2018 647/2018/R/GAS | “Approvazione del contributo, per l’anno 2019, per la**

**partecipazione al mercato del gas naturale gestito dal Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 12 dicembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/647-18.htm>**

Con deliberazione 647/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, per l’anno 2019 - ai sensi dell’articolo 2, comma 2.6, dell’Allegato A alla deliberazione 502/2016/R/GAS - la misura del contributo che gli operatori sono tenuti a versare al “Fondo MGAS” a copertura dell’eventuale debito, superiore alle garanzie escusse, derivante dagli inadempimenti degli stessi sul mercato del gas (MGAS). In particolare, l’Autorità ha confermato, per l’anno 2019, l’attuale valorizzazione del contributo, pari a 0,0025 € per ogni MWh negoziato su MGAS.

## AMBIENTALI

**Deliberazione 5 dicembre 2018 633/2018/R/EFER | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all’anno 2019, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica, gestiti dal Gestore dei mercati energetici S.p.a.” | pubblicata il 6 dicembre 2017 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/633-18.htm>**

Con la delibera 633/2018/R/EFER, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, per l’anno 2019, i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE).

In particolare, l’Autorità ha confermato, per l’anno 2019, l’attuale valorizzazione dei corrispettivi (pari a 0,003 €) per ogni GO negoziata sul Mercato organizzato delle GO (M-GO), ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle GO (PB-GO), nonché l’attuale valorizzazione dei corrispettivi (pari a 0,1 €) per ogni TEE scambiato sul Mercato organizzato dei TEE (M-TEE), ovvero oggetto di transazioni bilaterali concluse presso il Registro TEE (RTB-TEE).

<sup>1</sup> Cfr. Newsletter 118 agosto 2018;

<sup>2</sup> Transmission System Operator;

<sup>3</sup> Capacity Calculation Region;

<sup>4</sup> National Regulatory Authorities;

<sup>5</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators;

<sup>6</sup> Cfr. Newsletter 118 agosto 2018;

<sup>7</sup> Nominated Electricity Market Operator;

<sup>8</sup> Recante “Istruzioni, a Terna S.p.a., per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per il redispatching e countertrading per la Regione (Ccr) Italy North, ai sensi dell’articolo 35 del Regolamento (Ue) 2015/1222 (CACM)”;

<sup>9</sup> Recante “Istruzioni, a Terna S.p.a., per l’attuazione di emendamenti alla metodologia di ripartizione dei costi per redispatching e countertrading per la regione (Cccr) Italy North, ai sensi dell’articolo 74 del Regolamento (Ue) 2015/1222 (CACM)”;

<sup>10</sup> Cfr. Newsletter 105 giugno 2017;

<sup>11</sup> Cfr. Newsletter 119 ottobre 2018.

# Gli appuntamenti

20-23 gennaio

## **Power Plant Simulation Conference**

Tampa, Fl, Usa

Organizzato da The Society for Modeling & Simulation International

<http://scs.org/powerplant/>

23-24 gennaio

## **Energy Storage 2019**

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Active Communication International

<https://www.wplgroup.com/aci/event/energy-storage-conference/>

26-28 gennaio

## **International Conference on Renewable Energy Technologies**

Seoul, Corea

Organizzato da ICRET

<http://www.icret.org>

26-28 gennaio

## **International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering**

Tokyo, Giappone

Organizzato da CPEEE

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

27-31 gennaio

## **AABC Europe: Advanced Automotive Battery Conference**

Strasburgo, Francia

Organizzato da Cambridge EnerTech

<http://www.advancedautobat.com/europe/>

29-30 gennaio

## **Solar Finance and Investment Europe Conference in London**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Solar Media

<http://go.evnt.com/301809-0?pid=80>

30 gennaio

## **Le politiche industriali, richieste dal Piano energia-clima**

Roma, Italia

Organizzato da Coordinamento Free

<http://www.free-energia.it/>

29-31 gennaio

## **Energy Intrusion Detection 2019**

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/ids>

7-10 febbraio

## **ECO House**

Verona, Italia

Organizzato da Free, Aiel, Kyoto club, Italia Solare, Enea, Legambiente

<https://www.ecohouseexpo.com>

9-10 febbraio

## **2nd International Conference on Computer, IT, Robotics, Design Engineering and Environmental Studies**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Academic Research and Solutions

<http://acrsolutions.org/international-conferences/amsterdam-netherlands-itres-19/>

13-15 febbraio

## **International Conference on Clean and Green Energy**

Milano

Organizzato da ICCGE

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

16-19 febbraio

## **International Conference on Mechatronics and Robotics Engineering**

Roma

Organizzato da ICMRE

<http://www.icmre.org>

16-19 febbraio

## **International Conference on Power, Energy and Mechanical Engineering**

Praga, Repubblica Ceca

Organizzato da ICPEME

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

26-27 febbraio

## **Energy Storage Summit Conference in London**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Solar Media

<https://storagesummit.solarenergyevents.com/>



27-28 febbraio

**Wind O&M Europe 2019**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da New Energy Update

<http://go.evvnt.com/320921-0?pid=80>

27-28 febbraio

**PV Operations Europe 2019**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da New Energy Update

<http://go.evvnt.com/320887-0?pid=80>

27-29 marzo

**OMC 2019**

Ravenna, Italia

Organizzatore IES SRL

<https://www.omc2019.it/>



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

## COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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