

APPROFONDIMENTI

IL CAOS CALMO DEL MERCATO PETROLIFERO INTERNAZIONALE

Di Lisa Orlandi – RIE

Con una media prossima a 66 doll/bbl nei primi 7 mesi del 2019, il Brent Dated – greggio di riferimento internazionale – potrebbe chiudere su un valore annuo inferiore, ma non troppo, a quello del 2018 (72 doll/bbl). Si interromperebbe così il trend rialzista avviatosi nel 2017, quando il mercato iniziò a risollevarsi dal pesante crash di due anni e mezzo prima che aveva visto le quotazioni passare dagli oltre 100 dollari di giugno 2014 ai 26 di gennaio 2016. Si interromperebbe lasciando spazio ad una sostanziale stabilità, perché una variazione di qualche dollaro su base annua non ha una significativa rilevanza per un mercato abituato ad oscillazioni molto forti che possono verificarsi anche in brevi lassi temporali. Tuttavia, stabilità non è quasi mai il termine più appropriato quando si parla di mercato petrolifero e non lo è di certo in questo momento storico anche se le quotazioni hanno sinora mostrato movimenti più contenuti di quelli osservati in passato.

Sembra infatti evidente come, allo stato attuale, esista un floor minimo di 60 doll/bbl e un cap massimo di 75 doll/bbl: soglie di resistenza rispettivamente sotto e sopra le quali il mercato non riesce a rimanere. Da inizio anno ad oggi, i prezzi si sono quindi mossi entro un range di 15 dollari con un andamento scindibile in tre distinte fasi.

Nella prima, collocabile tra gennaio e aprile, si assiste ad un rialzo pressoché continuo del Brent, che ha il suo punto di partenza nella decisione dell'OPEC Plus (dicembre 2018)

di ripristinare la politica di tagli alla produzione che era stata attenuata nella seconda metà dello scorso anno: le quotazioni prima ritornano stabilmente sopra i 60 doll/bbl – livello sotto il quale erano scese a fine 2018 – per poi portarsi progressivamente verso quota 70. Il picco di 75 doll/bbl viene toccato ad aprile, un momento particolarmente critico sul piano delle tensioni geopolitiche internazionali e in concomitanza con l'annuncio di Trump di rimuovere le esenzioni temporanee per l'import di petrolio iraniano concesse a otto Paesi.

Una seconda fase di prevalente, anche se non sempre costante, ripiegamento si avvia in maggio e vede i prezzi collocarsi dapprima verso i 70 doll/bbl e poi scendere rapidamente verso i 60 doll/bbl (giugno). In questo caso, a prevalere sono le preoccupazioni sull'andamento dell'economia mondiale, e quindi della domanda petrolifera, con il Fondo Monetario Internazionale che rivede progressivamente al ribasso le prospettive di crescita globali e l'Agenzia Internazionale per l'Energia che corregge quelle sui consumi. In un simile contesto, l'inasprimento della guerra commerciale cino-americana è uno dei principali elementi di incertezza. A maggio, gli Stati Uniti hanno aumentato dal 10 al 25% i dazi su beni cinesi per un valore di 200 miliardi di dollari. La Cina ha risposto a sua volta aumentando le tariffe tra il 5% e il 25% su 60 miliardi di dollari di beni importati dagli USA.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2019

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Il caos calmo del mercato petrolifero internazionale

Di Lisa Orlandi – RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il PUN, pari a 52,31 €/MWh e in aumento rispetto al minimo di giugno, registra ancora una flessione su base annua (+7,7% su giugno e -16,6% sul 2018).

Ai massimi dell'ultimo decennio i volumi complessivamente contrattati nel MGP (28,5 TWh, +3,6%), con una liquidità del mercato al 71,0% in corrispondenza di scambi in borsa sul livello più alto dall'estate 2013.

Anche a livello zonale prezzi in netta riduzione annuale, con

il Nord (51 €/MWh) che torna ad avvicinarsi alle altre zone continentali e alla Sardegna (52/53 €/MWh), sempre distanti dalla Sicilia (66 €/MWh).

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica prevede ancora prezzi in ribasso nel breve periodo, con il baseload relativo ad Agosto 2019 che chiude a 48,35 €/MWh (-4,9%).

Ai massimi dell'ultimo anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il PUN, pari a 52,31 €/MWh, conferma a luglio il fisiologico rialzo mensile (+3,73 €/MWh, +7,7%), connesso allo stagionale aumento di domanda che quest'anno spinge gli acquisti sul mercato ai massimi da agosto 2010 (quasi 38.300 MWh medi orari, +3.700 MWh).

Su base annuale, invece, il prezzo accentua la riduzione già rilevata a partire da maggio (-10,38 €/MWh, -16,6%), in linea

con il progressivo ripiegamento delle quotazioni del gas al PSV che, a luglio, scendono sul livello più basso di sempre, risultando quasi dimezzate sul 2018. L'analisi per gruppi di ore mostra ovunque prezzi in decisa contrazione annuale, più intensa nelle ore a bassa domanda, in particolare nei festivi (-12,67 €/MWh, -22,2%), con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,11 (+0,04) (Grafico 1 e Tabella 1).

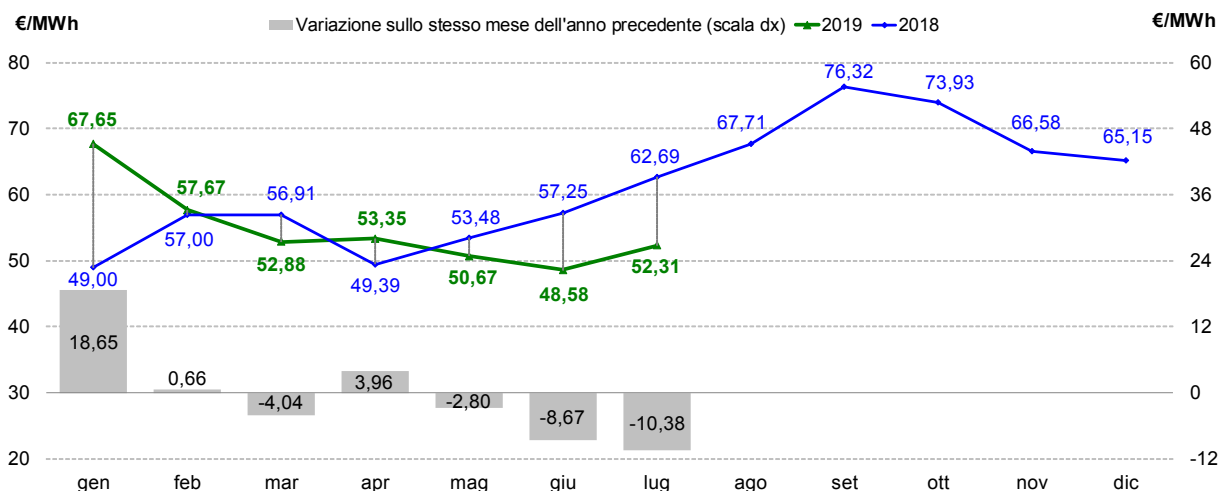
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	52,31	62,69	-10,38	-16,6%	27.193	+2,2%	38.281	+3,6%	71,0%	72,0%
<i>Picco</i>	58,27	67,17	-8,89	-13,2%	32.702	+2,8%	45.724	+3,1%	71,5%	71,7%
<i>Fuori picco</i>	48,80	60,23	-11,43	-19,0%	23.945	+0,9%	33.891	+3,1%	70,7%	72,2%
<i>Minimo orario</i>	30,20	36,93			16.961		24.884		59,1%	64,1%
<i>Massimo orario</i>	81,08	83,40			36.710		50.810		80,8%	80,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

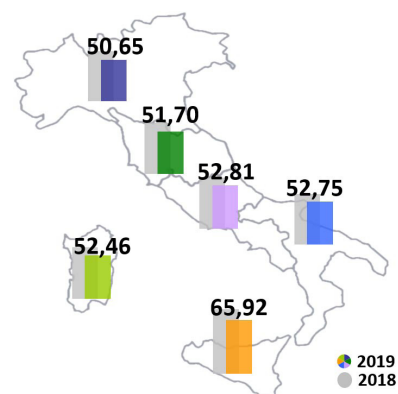
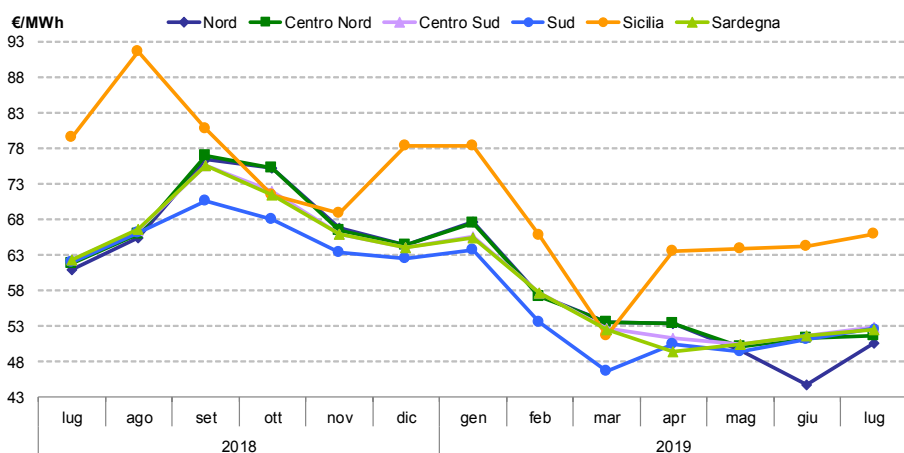


A livello zonale, nel contesto di elevata domanda di energia, si osserva su base mensile un maggiore allineamento dei prezzi, realizzatosi per effetto di un aumento del prezzo di vendita del Nord (51 €/MWh, +6 €/MWh), osservato anche in corrispondenza di una riduzione dell'offerta più competitiva locale, e di una conseguente sua convergenza ai livelli

registrati nelle altre zone del Sistema (52/53 €/MWh, +0/+2 €/MWh). Si conferma, invece, più elevata la quotazione in Sicilia, prossima ai 66 €/MWh (+2 €/MWh). Dinamiche più uniformi si rilevano su base annuale, mostrando, al pari del Pun, flessioni dei prezzi zionali, attestatesi attorno ai 9/10 €/MWh sulla penisola e ai 14 €/MWh in Sicilia (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi l'elemento più rilevante è rappresentato dalla crescita del livello di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, salito sul valore più elevato degli ultimi dieci anni, pari a 28,5 TWh (+3,6% sul 2018), con punte orarie superiori a 45.000 MWh in quasi il 30% delle ore, come non accadeva da luglio 2015. Ai massimi da agosto 2013 i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 20,2 TWh (+2,2%), trainati sia lato vendita

che lato acquisto dagli scambi degli operatori non istituzionali. Al picco degli ultimi tre anni, invece, le movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate sul MGP, pari a 8,2 TWh (+7,3%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, la liquidità del mercato, si attesta al 71,0%, perdendo un punto percentuale sul 2018 e guadagnando 0,9 p.p. rispetto al minimo annuale di giugno (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.231.893	+2,2%	71,0%
Operatori	13.335.942	+8,3%	46,8%
GSE	2.936.661	-6,5%	10,3%
Zone estere	3.959.290	-8,7%	13,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.248.919	+7,3%	29,0%
Zone estere	194.533	-45,5%	0,7%
Zone nazionali	8.054.386	+9,8%	28,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	28.480.812	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.721.857	-9,6%	
OFFERTA TOTALE	45.202.669	-1,7%	

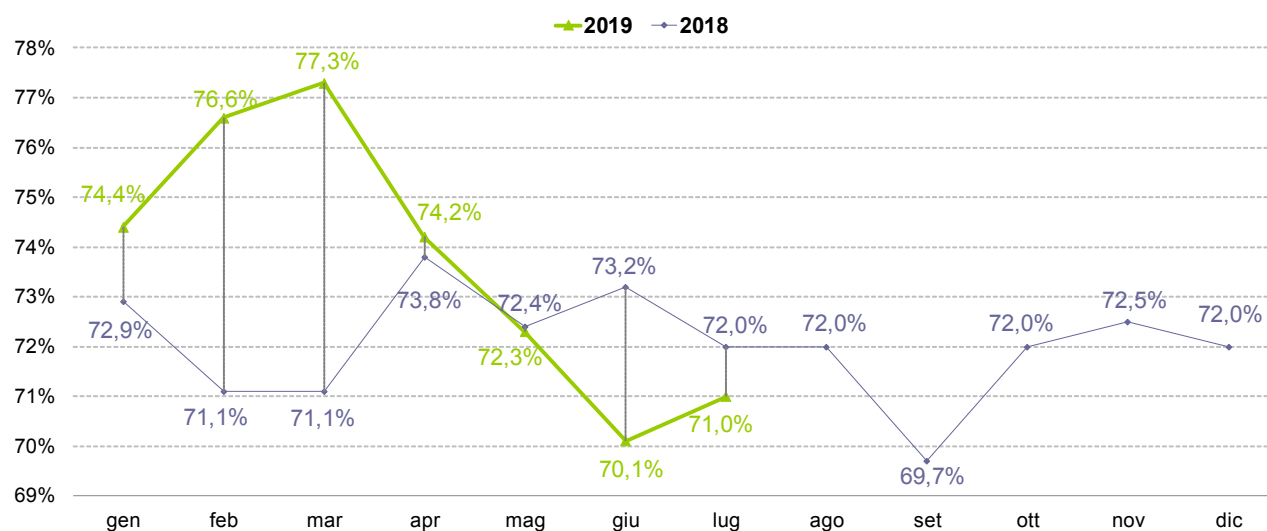
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.231.893	+2,2%	71,0%
Acquirente Unico	4.231.158	-2,3%	14,9%
Altri operatori	11.251.801	+12,0%	39,5%
Pompaggi	1.089	-48,7%	0,0%
Zone estere	629.625	+109,9%	2,2%
Saldo programmi PCE	4.118.220	-19,5%	14,5%
PCE (incluso MTE)	8.248.919	+7,3%	29,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	12.367.139	-1,6%	43,4%
Saldo programmi PCE	-4.118.220	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	28.480.812	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	498.713	-5,1%	
DOMANDA TOTALE	28.979.525	+3,5%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ai massimi da agosto 2012 gli acquisti nazionali, pari a 27,9 TWh (+2,5% sul 2018), concentrati sulla penisola, in particolare al centro settentrione (massimo da novembre 2008); più che raddoppiati gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,6 TWh (+109,9%), concentrati sulla frontiera greca e slovena (Tabella 4). La crescita della domanda ha favorito un netto aumento

delle vendite nazionali, pari a 24,3 TWh (+6,7%, anch'esse ai massimi da agosto 2012), soprattutto al Nord, al Centro Nord e al Sud (con questi ultimi due ai massimi, rispettivamente, da agosto 2010 e da giugno 2016), anche in corrispondenza di una decisa riduzione delle importazioni di energia dall'estero, pari a 4,2 TWh (-11,5%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.441.772	28.820	-4,4%	13.205.080	17.749	+9,6%	15.604.341	20.974	+2,7%
Centro Nord	2.338.611	3.143	-5,4%	1.816.217	2.441	+10,4%	3.004.070	4.038	+3,5%
Centro Sud	5.334.754	7.170	+15,9%	2.606.780	3.504	-7,6%	4.377.140	5.883	+0,9%
Sud	7.725.622	10.384	+3,8%	4.821.679	6.481	+12,4%	2.337.718	3.142	+4,9%
Sicilia	2.612.995	3.512	-6,9%	1.000.057	1.344	+0,5%	1.675.357	2.252	+0,2%
Sardegna	1.557.403	2.093	+3,6%	877.176	1.179	-11,7%	852.562	1.146	-0,2%
Totale nazionale	41.011.159	55.123	-0,6%	24.326.989	32.698	+6,7%	27.851.187	37.434	+2,5%
Estero	4.191.510	5.634	-11,5%	4.153.823	5.583	-11,5%	629.625	846	+109,9%
Sistema Italia	45.202.669	60.756	-1,7%	28.480.812	38.281	+3,6%	28.480.812	38.281	+3,6%

La crescita delle vendite nazionali è trainata dalle fonti tradizionali, concentrata esclusivamente sul gas (massimo da ottobre 2011, +26,5%) e diffusa a livello zonale, la cui quota sul totale guadagna oltre 8 p.p. superando il 53%, a

scapito soprattutto del carbone che scende al 2,6%. Debole segnale positivo, dopo quattro flessioni, per le vendite da fonti rinnovabili (+0,7%), sostenute in particolare dall'idrico al Nord, ai massimi per il mese (Tabella 5, Grafico 4).

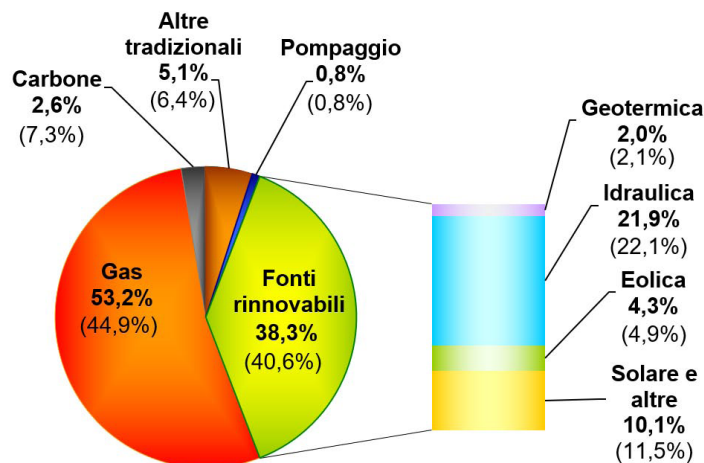
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.866	+11,9%	1.138	+37,4%	2.452	-9,6%	4.686	+24,1%	877	+12,3%	876	-16,1%	19.896	+10,8%
Gas	8.759	+20,8%	1.057	+36,4%	1.888	+43,9%	4.266	+36,9%	863	+13,5%	565	+3,4%	17.399	+26,5%
Carbone	261	-57,5%	-	-	335	-71,7%	-	-	-	-	243	-44,3%	839	-62,5%
Altre	846	-11,2%	81	+52,1%	229	+6,4%	420	-36,4%	14	-31,7%	68	+12,5%	1.657	-15,5%
Fonti rinnovabili	7.632	+6,4%	1.303	-5,7%	1.031	-1,8%	1.795	-9,8%	467	-16,1%	303	+3,7%	12.530	+0,7%
Idraulica	5.744	+11,1%	297	-21,6%	384	-12,3%	544	-0,1%	139	-20,2%	57	-21,1%	7.166	+5,7%
Geotermica	-	-	656	+3,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	656	+3,0%
Eolica	12	+930,4%	24	+197,5%	254	+26,9%	799	-16,4%	180	-19,2%	139	+24,9%	1.408	-6,1%
Solare e altre	1.876	-6,1%	326	-9,1%	393	-4,6%	452	-7,8%	147	-7,3%	107	-1,3%	3.300	-6,4%
Pompaggio	251	+23,2%	-	-	21	-29,1%	-	-	-	-	-	-	272	+16,6%
Totale	17.749	+9,6%	2.441	+10,4%	3.504	-7,6%	6.481	+12,4%	1.344	+0,5%	1.179	-11,7%	32.698	+6,7%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

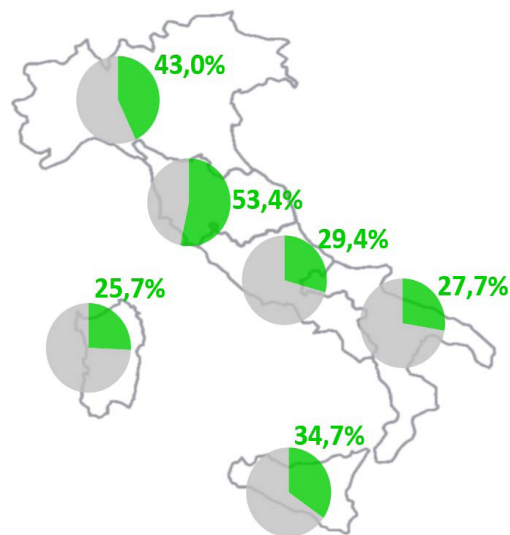
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 3.056 MWh in aumento annuale di 177 MWh, concentrato sulla frontiera francese (+314 MWh) (Tabella 6).

Risulta in export, invece, in oltre la metà delle ore il flusso verso la Slovenia, lungo un confine caratterizzato da un elevato tasso di capacità inutilizzata in import (NTC) (circa il 75% di quella disponibile) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.535 (2.248)	2.508 (2.193)	100,0% (100,0%)	95,7% (91,0%)	1.047 (1.059)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Austria	264 (239)	261 (240)	93,3% (99,1%)	91,3% (98,9%)	88 (96)	77 (-)	3,5% (-)	3,1% (-)
Italia - Slovenia	508 (470)	287 (445)	45,4% (99,3%)	9,9% (86,0%)	630 (631)	336 (68)	53,1% (0,5%)	10,8% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

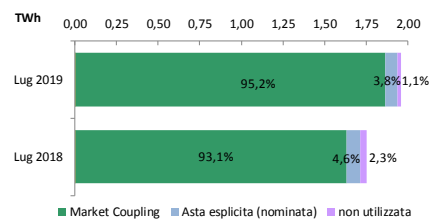
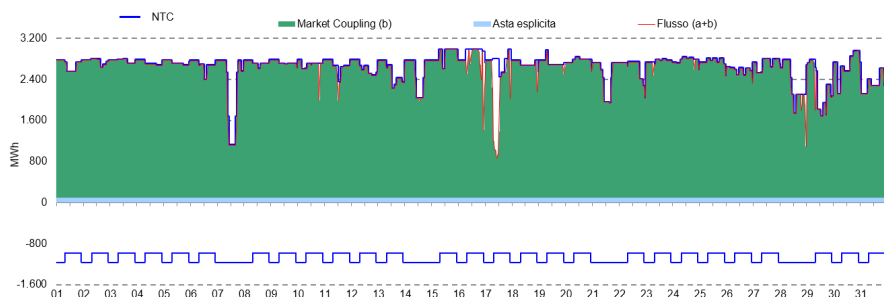


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

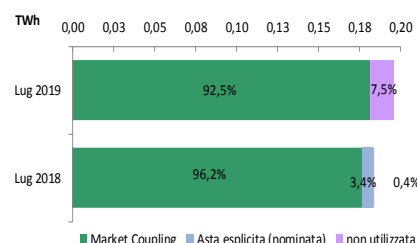
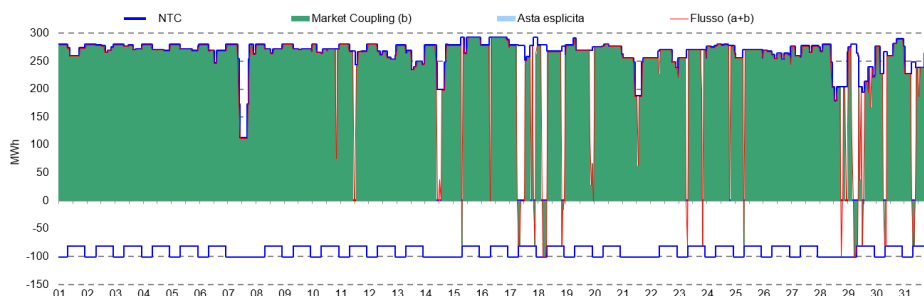
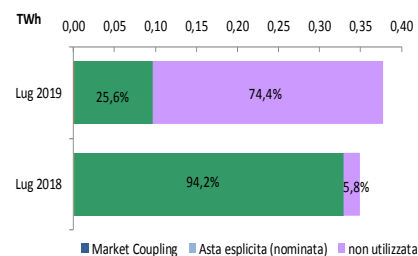
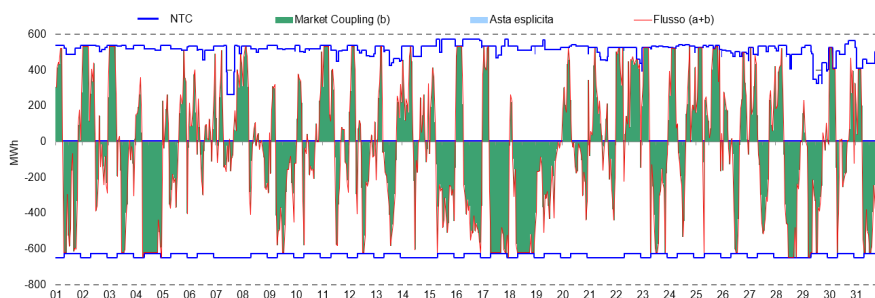


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 52,68 €/MWh, pur in ripresa dal minimo di giugno (+9%), si conferma in calo annuale (-14%) (Grafico 9). Torna positivo il segno del suo differenziale con il PUN, pari a 0,38 €/MWh.

A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra 52,58 €/MWh di MI2 e 58,23 €/MWh di MI6, restano ovunque in flessione annuale in doppia cifra e registrano modeste differenze rispetto ai valori del PUN calcolati nelle stesse ore (-1/+1%) (Figura 1 e Grafico 10).

Ancora in crescita, la quarta consecutiva, i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato

Infragiornaliero, pari a 2,2 TWh (+4,8% su luglio 2018): in calo solo gli scambi su MI1 (-6%), in debole aumento su MI2 (+2%), in decisa ripresa, invece, sui restanti mercati (+46%) (Figura 1 e Grafico 10).

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling, ammontano, a luglio, complessivamente a 3,7 GWh in import (di cui 3,5 GWh sul MI2) e 14,7 GWh in export (di cui 11,7 GWh su MI2). In particolare, in export, i volumi scambiati in coupling rappresentano l'81% di quanto complessivamente trattato lungo la frontiera svizzera nel mercato MI (+10 p.p. su giugno), mentre la quota in import si attesta al 12% (-8 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

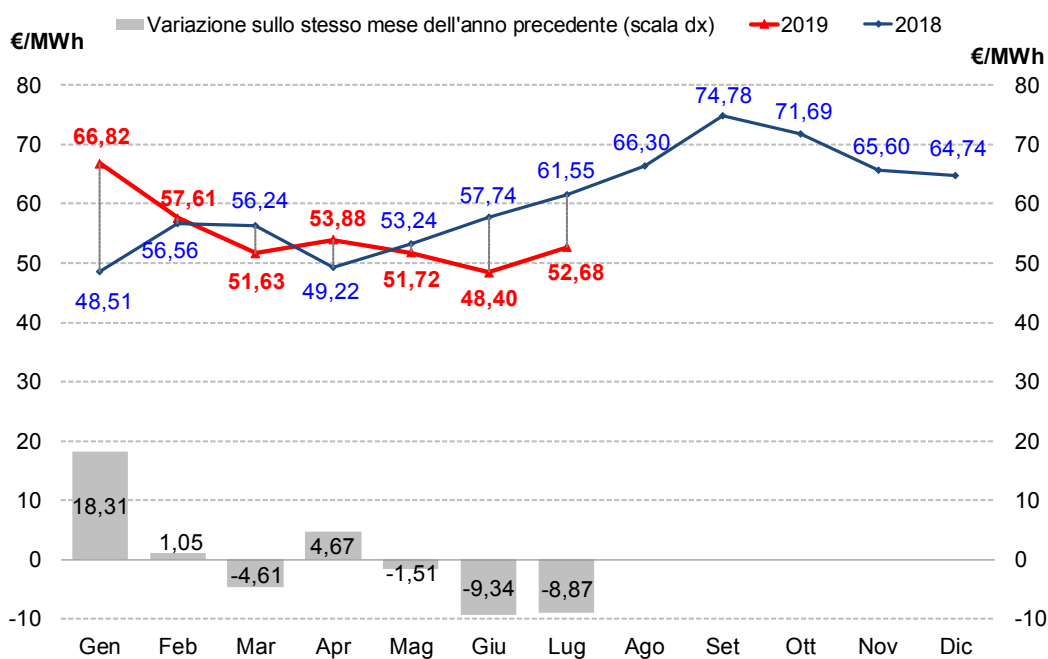
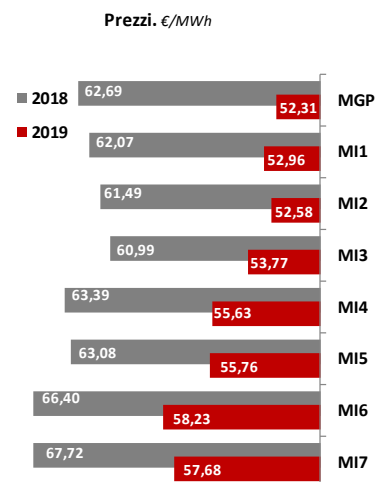


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

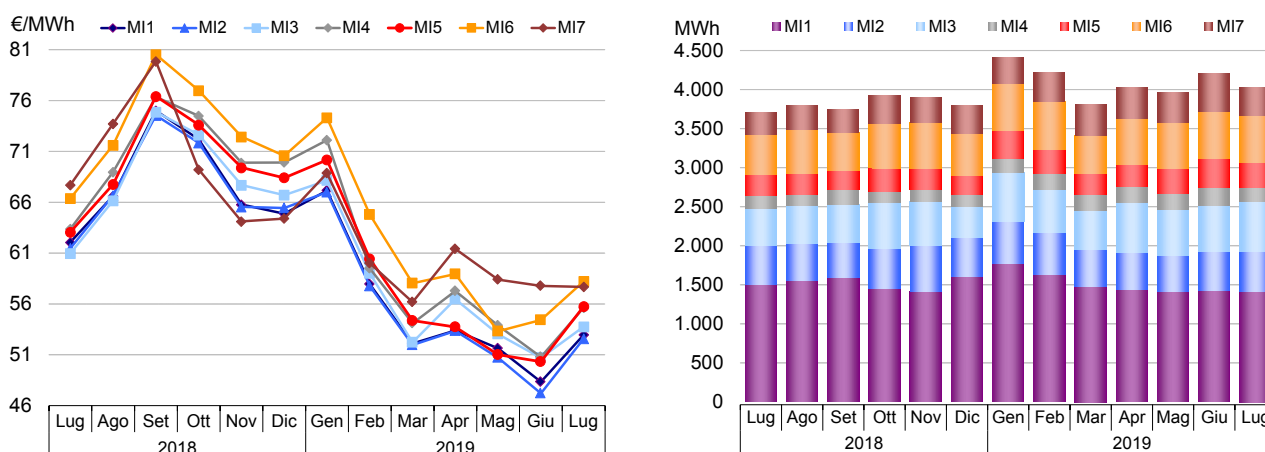
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2019	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	52,31	62,69	-16,6%	28.480.812	38.281	+3,6%
MI1 (1-24 h)	52,96 (+1,2%)	62,07	-14,7%	1.059.093	1.424	-5,8%
MI2 (1-24 h)	52,58 (+0,5%)	61,49	-14,5%	381.234	512	+2,0%
MI3 (5-24 h)	53,77 (+0,9%)	60,99	-11,9%	396.690	640	+33,1%
MI4 (9-24 h)	55,63 (+1,0%)	63,39	-12,2%	94.402	190	+14,8%
MI5 (13-24 h)	55,76 (+0,4%)	63,08	-11,6%	119.566	321	+16,3%
MI6 (17-24 h)	58,23 (+0,2%)	66,40	-12,3%	151.608	611	+18,1%
MI7 (21-24 h)	57,68 (-0,6%)	67,72	-14,8%	46.075	372	+31,1%



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

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

Fonte: GME



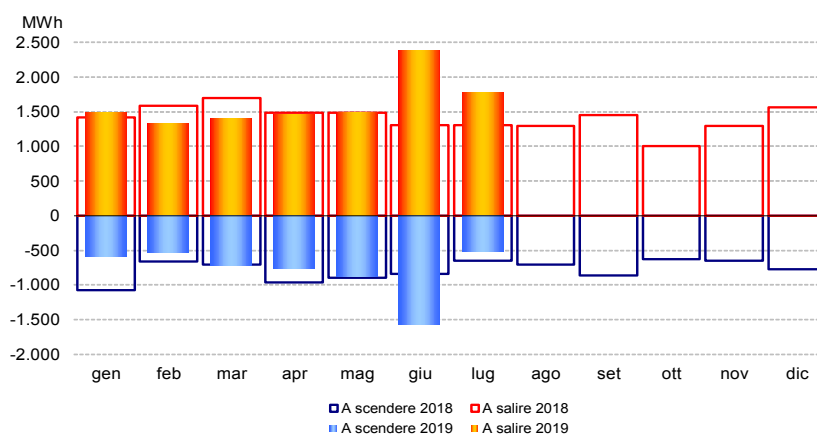
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, inferiori negli ultimi due anni e mezzo solo al massimo storico di giugno, si attestano a 1,3 TWh, in crescita annuale del 34,8%. Dopo il picco

dello scorso mese, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, scendono a 0,4 TWh (minimo in media oraria da novembre 2017), riducendosi del 19,9% sul 2018 (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

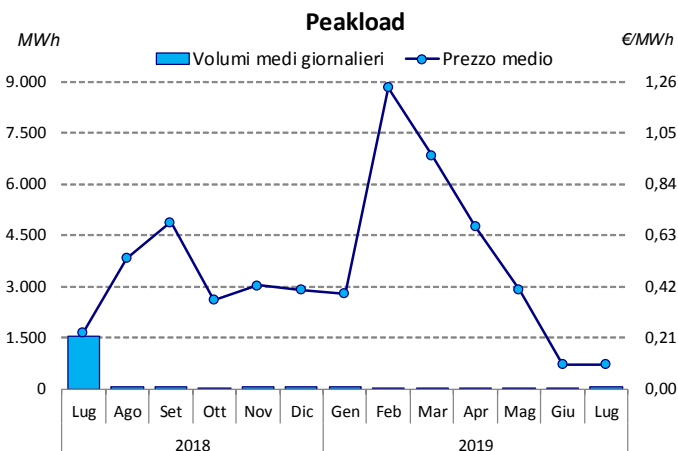
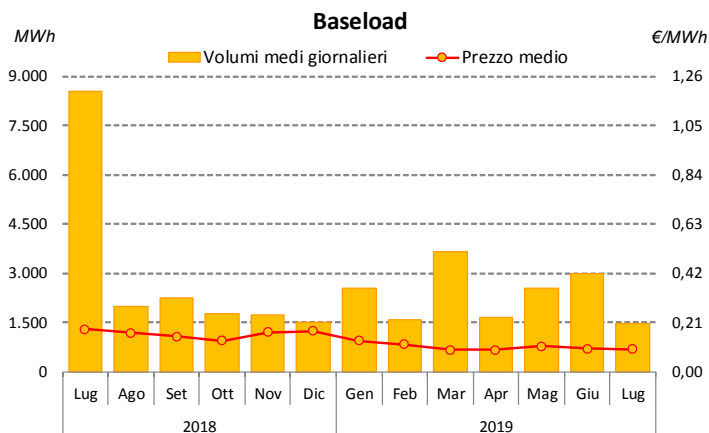
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 91 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 89 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo

baseload si mantiene a 0,10 €/MWh, valore a cui si attestano anche gli unici due scambi sui prodotti peakload. Ai minimi da gennaio 2017 i volumi, pari a poco più di 45 GWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	89	31/31	0,10	0,09	0,11	45.120	1.455
Peakload	2	2/23	0,10	0,10	0,10	96	48
Totale	91					45.216	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 13 negoziazioni, per complessivi 177,2 GWh, ancora tutte relative a prodotti baseload. La posizione aperta complessiva si attesta 928 GWh, in aumento dell'8,4% su giugno 2019. In calo i prezzi di controllo dei prodotti a più breve scadenza, stabili o in aumento gli altri, in particolare l'annuale 2020 su

entrambi i profili (+4,8%).

Il prodotto Agosto 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 48,35 €/MWh sul baseload (67,71 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e a 50,10 €/MWh sul peakload (70,67 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 104,9 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Luglio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Agosto 2019	48,35	-4,9%	2	5	-	5	-	136	101.184
Settembre 2019	53,50	-2,7%	2	10	-	10	-23,1%	151	108.720
Ottobre 2019	59,50	-2,1%	1	5	-	5	-	5	3.725
Novembre 2019	66,12	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	61,20	+0,7%	3	7	-	7	0,0%	114	251.826
I Trimestre 2020	64,16	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	59,00	+2,2%	1	3	-	3	-	3	6.552
III Trimestre 2020	60,05	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	63,42	+4,8%	4	16	-	16	220,0%	61	535.824
Totale			13	46	-	46			906.647

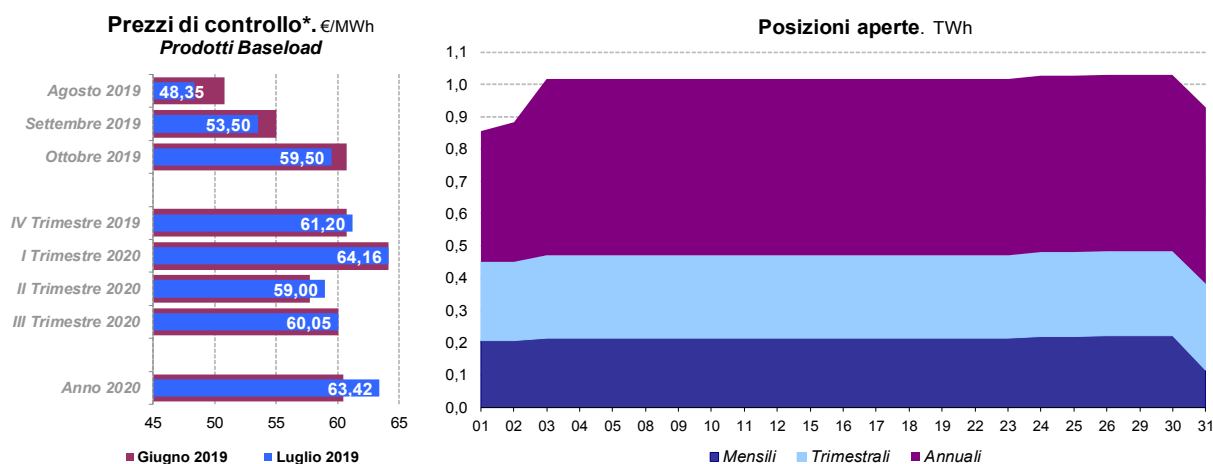
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Agosto 2019	50,10	-4,9%	-	-	-	-	-	14	3.696
Settembre 2019	59,02	-2,7%	-	-	-	-	-	14	3.528
Ottobre 2019	65,98	-2,1%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2019	75,63	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	71,99	+5,2%	-	-	-	-	-	11	8.712
I Trimestre 2020	70,81	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	64,02	+2,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	64,08	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	69,58	+4,8%	-	-	-	-	-	3	9.432
Totale			-	-	-	-			21.672
TOTALE			13	46	-	46			928.319

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2019, ai massimi da agosto 2018, pari a 27,4 TWh, mostrano la riduzione annuale più modesta degli ultimi dieci mesi (-1,4%). Anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, dopo un semestre in calo, si porta ai massimi degli ultimi due anni, pari a 15,5 TWh (+2,5%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si attesta, come a giugno, a 1,77 (-0,7 sul 2018) (Grafico 13).

Ancora in crescita i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,3 TWh (+7,3%), i cui sbilanciamenti a programma si confermano sempre in calo a 7,2 TWh (-2,5%); restano in flessione, invece, i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,4 TWh (-3,4%), in cui viceversa si rafforza la crescita degli sbilanciamenti a programma, pari a 3,1 TWh (+35,4%).

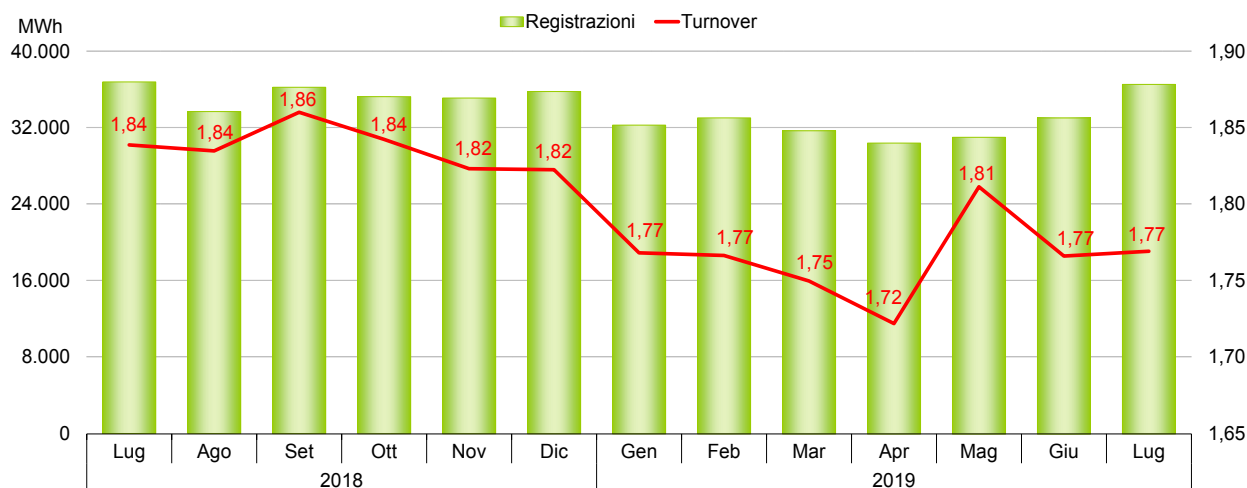
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Luglio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.405.248	+8,0%	27,0%	Richiesti	11.199.479	+7,8%	100,0%	12.377.404	-4,5%	100,0%
Off Peak	141.732	+90,9%	0,5%	di cui con indicazione di prezzo	5.265.426	-0,5%	47,0%	283	-6,6%	0,0%
Peak	292.167	+55,3%	1,1%	Rifiutati	2.950.561	+9,4%	26,3%	10.265	-93,5%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.950.369	+9,5%	26,3%	-	-	-
Totale Standard	7.839.147	+10,1%	28,6%							
Totale Non standard	19.386.450	-4,3%	70,8%	Registrati	8.248.919	+7,3%	73,7%	12.367.139	-3,4%	99,9%
PCE bilaterali	27.225.597	-0,5%	99,4%	di cui con indicazione di prezzo	2.315.057	-11,0%	20,7%	283	-6,6%	0,0%
MTE	119.928	+7,0%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.229.683	-2,5%		3.111.463	+35,4%	
MPEG	45.216	-84,7%	0,2%	Saldo programmi	-	-	-	4.118.220	-19,5%	-
TOTALE PCE	27.390.741	-1,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.478.602	+2,5%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia, al quarto rialzo consecutivo, raggiungono il massimo degli ultimi nove anni per il mese in analisi. La crescita appare sostenuta ancora dai consumi del settore termoelettrico (+19%), in un contesto di domanda elettrica sul livello più elevato dell'ultimo decennio e costi del gas ai minimi storici. Modeste variazioni, invece, per i consumi del settore civile e quelli del settore industriale. Sul lato dell'offerta, le importazioni di gas naturale salgono al massimo storico per il mese in analisi, trainate principalmente dalla crescita su livelli record dei flussi tramite rigassificatore, quasi raddoppiati rispetto all'anno precedente; pressoché stabile l'import via gasdotto. Proseguono le attività di iniezione

negli stoccaggi (+2%), con la giacenza a fine mese più alta del 5% su base annua.

In questo contesto, i volumi negoziati nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME segnano il valore più alto di sempre, pari a 8,1 TWh (+71% su luglio 2018), spingendo la quota sulla domanda totale di gas a circa il 16%. In crescita gli scambi sui tre principali mercati, a fronte di prezzi ai minimi storici e per la prima volta sotto i 13 €/MWh su quelli title, in linea con le dinamiche della quotazione al PSV (12,76 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) risalgono a 130 GWh, concentrate sui prodotti mensili in corrispondenza di prezzi di controllo in rialzo.

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale, pari a 4.914 milioni di mc, sempre in crescita da aprile, salgono al massimo dal 2011 per il mese in analisi (+12%). La dinamica si concentra sui consumi del settore termoelettrico (2.526 milioni di mc, +19%, anch'essi ai massimi per il mese), sospinti dalla performance della produzione elettrica a gas (sui livelli più elevati da fine 2011), in un contesto di domanda elettrica al picco dell'ultimo decennio e costi del gas ai minimi storici. Deboli variazioni per i consumi del settore civile (988 milioni di mc, -0,6%) e per quelli industriali (1.169 milioni di mc, +0,8%). Ancora esigue le esportazioni di gas naturale, risultate comunque più che raddoppiate su base annua (231 milioni di mc, +103%), mentre le iniezioni nei siti di stoccaggio (1.980 milioni di mc) crescono del 2%, iniziando tuttavia a ridursi rispetto al mese precedente (-16% su giugno).

Lato offerta, le importazioni di gas si confermano per il secondo mese consecutivo ai massimi storici per il mese in analisi, pari a 6.516 milioni di mc (+10%), risultando da aprile al 95% del totale

approvvigionato; ancora in calo la produzione nazionale (378 milioni di mc, -8%). L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un calo solo per il gas algerino in ingresso a Mazara e quello russo a Tarvisio (rispettivamente -35% e -9%). Ininterrottamente in crescita da ottobre ed ai massimi storici le importazioni tramite terminali di rigassificazione, pari complessivamente a 1.255 milioni di mc (+88%); notevole il risultato nei tre principali punti di ingresso, con Cavarzere e Livorno sui valori più alti di sempre (rispettivamente 730 e 353 milioni di mc). Nel contesto di crescita osservato nel settore della rigassificazione si inserisce anche la positiva ripresa registrata a luglio delle allocazioni di slot sulla Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR).

Infine, nell'ultimo giorno del mese, la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 10.053 milioni di mc, in aumento del 5% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta all'84%, anch'esso in ripresa su base annua (+10,6 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.516	69,0	+10,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	723	7,6	-35,1%
Tarvisio	2.685	28,4	-9,0%
Passo Gries	1.389	14,7	+73,4%
Gela	464	4,9	+19,8%
Gorizia	0	0,0	+421,4%
Panigaglia (GNL)	172	1,8	+93,6%
Cavarzere (GNL)	730	7,7	+26,0%
Livorno (GNL)	353	3,7	-
Produzione Nazionale	378	4,0	-7,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.894	73,0	+8,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.169	12,4	+0,8%
Termoelettrico	2.526	26,7	+19,0%
Reti di distribuzione	988	10,5	-0,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>231</i>	<i>2,4</i>	<i>+102,6%</i>
TOTALE CONSUMATO	4.914	52,0	+11,9%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1.980</i>	<i>21</i>	<i>+2,1%</i>
TOTALE PRELEVATO	6.894	73,0	+8,9%

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

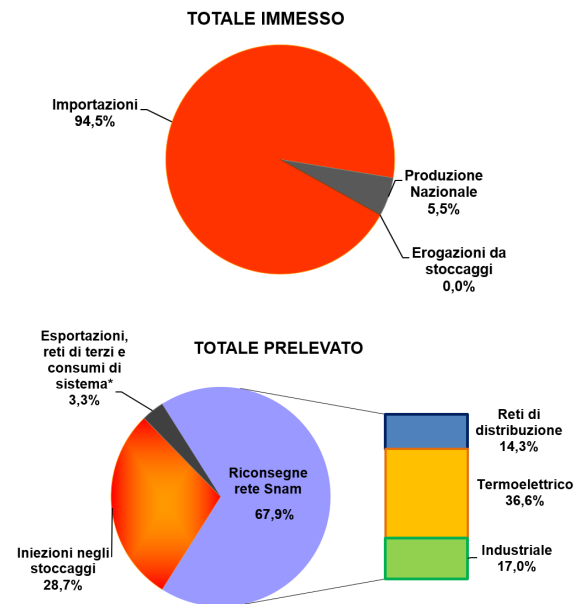
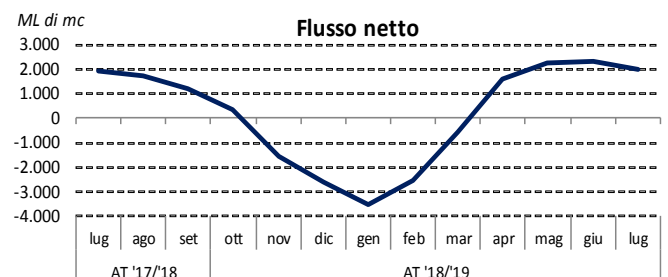
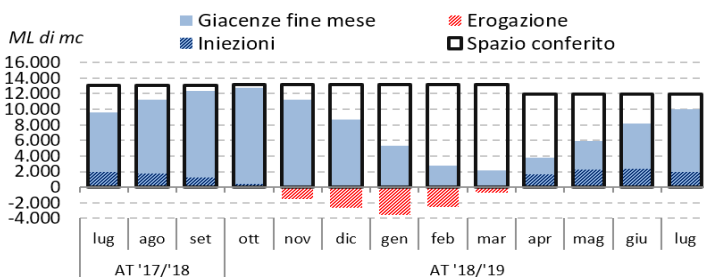
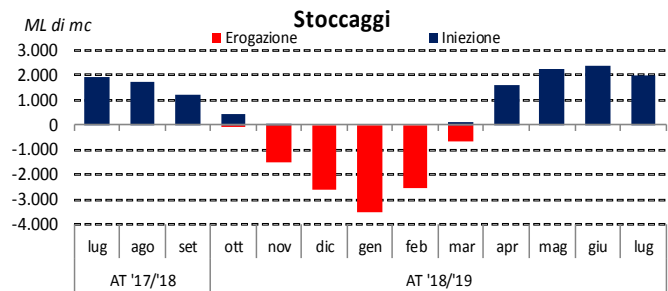


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2019)	10.053	+4,8%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.980	+2,1%
Flusso netto	1.980	+2,1%
Spazio conferito	11.948	-8,4%
Giacenza/Spazio conferito	84,1%	+10,6 p.p.



In relazione ai prezzi, il trend discendente rilevato negli ultimi mesi si rafforza, spingendo a luglio la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) al minimo storico di 12,79 €/MWh, risultando quasi dimezzato rispetto allo stesso mese del 2018 (-12 €/MWh, -48%). Dinamiche annuali analoghe per le quotazioni dei

principali hub europei, con il riferimento al TTF che tuttavia risale a 10,91 €/MWh dal minimo dello scorso mese (+3%), riportando, per la prima volta nell'anno in corso, il differenziale con il riferimento italiano sotto i 2 €/MWh (1,88 €/MWh, -0,39 €/MWh su luglio 2018, -2,10 €/MWh su giugno 2019).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) raggiungono, a luglio, il valore più elevato di sempre, pari a 8,1 TWh (+71% sul 2018), spingendo al massimo storico del 15,7% anche la quota sul totale consumato, in aumento di 5,4 p.p. rispetto all'anno precedente e di 3,4 p.p. su giugno. La ripresa degli scambi, diffusa sulle tre piattaforme a pronti, risulta pari a circa l'80% su MGP-Gas, in corrispondenza anche dell'avvio dell'operatività di Snam in qualità di TSO ai sensi della Deliberazione ARERA 57/2019/R/GAS. In particolare, su tale mercato i volumi negoziati si portano al massimo storico di 2,5 TWh, con una quota sul totale scambiato che torna sopra il 30%. Al quinto e significativo rialzo su base annua anche le quantità scambiate su MI-Gas, pari a 3,7 TWh (+73%), che si conferma il più liquido tra i mercati a pronti (46% del totale a pronti); il trend ascendente di MI-Gas riflette anche questo mese la notevole performance degli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, pari al record assoluto di 2,6 TWh, più che raddoppiati rispetto all'anno precedente. Meno consistente

l'aumento delle movimentazioni del RdB (1,1 TWh, +15%), concentrato soprattutto lato vendita.

Tornano a crescere, sia su base annua che rispetto al mese precedente, anche le quantità scambiate su MGS, pari a 2,0 TWh (massimo da gennaio 2018), il 24% del totale, quota tuttavia in calo di 2 p.p. rispetto ad un anno fa. L'aumento tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stato sostenuto principalmente dalle maggiori movimentazioni in acquisto e in vendita di SRG, sia con finalità di Bilanciamento che per Neutralità ed altre finalità; meno intenso, ma comunque significativo, l'incremento degli scambi tra operatori (463 GWh, +145%), livello più alto da aprile 2018 e pari al 24% del totale negoziato (era il 15% a luglio dello scorso anno).

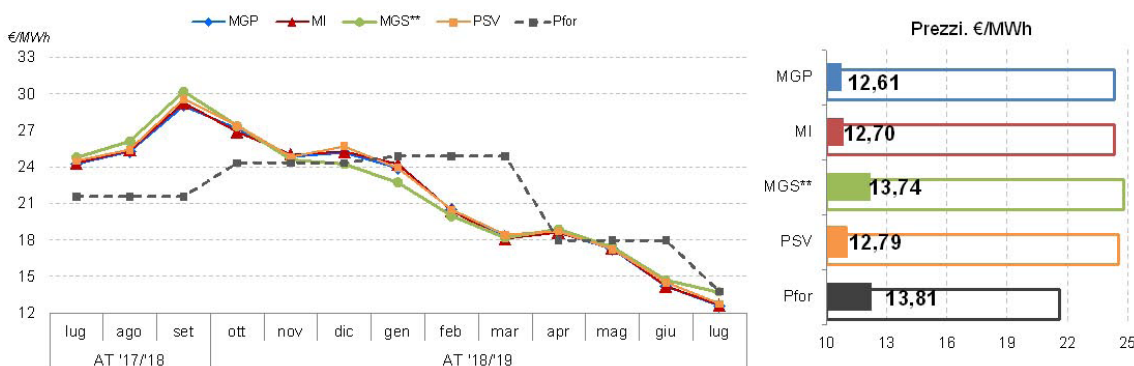
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti mostrano sviluppi analoghi a quelli del PSV, tutte ai minimi storici ed in ribasso sia sul mese precedente (-1/-2 €/MWh) che su base annua (-11/-12 €/MWh), su livelli inferiori ai 13 €/MWh sui due mercati title ed a 13,74 €/MWh su MGS.

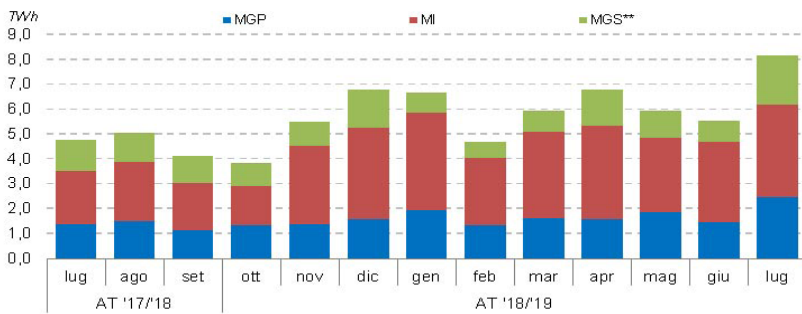
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

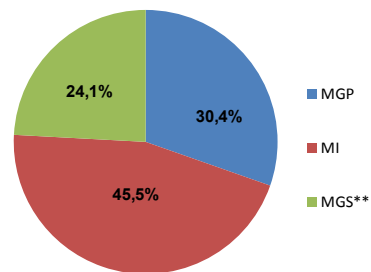
MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	12,61 (24,29)	10,25	15,05	2.472.840	(1.383.504)
MI	12,70 (24,33)	9,25	15,50	3.704.928	(2.136.024)
MGS**	13,74 (24,80)	12,45	15,98	1.966.233	(1.256.016)
Stogit	13,74 (24,80)	12,45	15,98	1.966.233	(1.256.016)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Struttura degli scambi



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

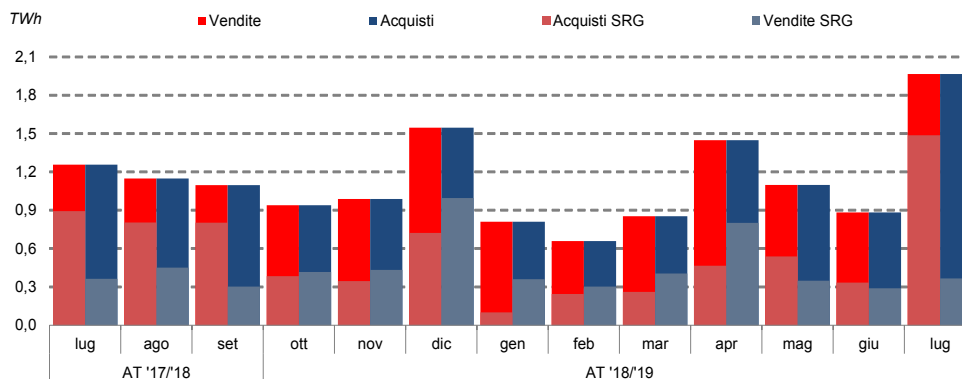
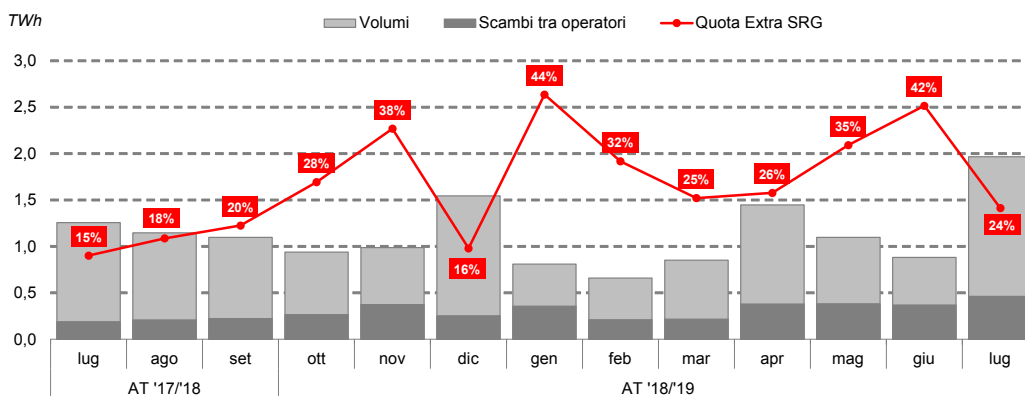
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.966.233	(1.256.016)	1.966.233	(1.256.016)	-	(-)	-	(-)
SRG	1.486.781	(712.599)	366.932	(225.883)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	652.139	(334.599)	42.858	(225.883)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	834.642	(378.000)	324.075	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	479.452	(543.417)	1.599.301	(1.030.133)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio gli scambi si portano a 130 GWh, in aumento del 42% rispetto al mese precedente (+38 GWh).

Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti BoM ed i mensili; il prodotto M-2019-08 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 13,18 €/MWh, in

crescita del 20% rispetto all'ultimo riferimento di giugno ed una posizione aperta pari a 192 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 322 GWh (erano 418 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo, generalmente stabili, risultano in rialzo solo per i prodotti mensili scambiati.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2019-07	12,40	14,30	12,38	-4,0%	11	31.560	-	-	31.560	-	4.704	9.408
BoM-2019-08	-	-	13,22	-	-	-	-	-	-	-	6.192	185.760
M-2019-08	11,10	14,60	13,18	20,1%	13	48.360	-	-	48.360	+1,6%	6.192	191.952
M-2019-09	13,55	16,03	12,95	12,8%	12	41.040	-	-	41.040	+5600,0%	3.600	108.000
M-2019-10	-	-	14,76	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2019-11	-	-	18,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-04	19,55	19,65	19,65	-0,5%	2	8.832	-	-	8.832	-	192	17.664
Q-2020-01	-	-	19,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	120	10.920
Q-2020-02	-	-	18,73	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-03	-	-	17,38	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	21,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					38	129.792			129.792		10.104	322.344

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio le quotazioni dei combustibili mostrano andamenti contrastati: in calo mensile il petrolio, mentre i suoi derivati sono in lieve apprezzamento; in rialzo anche il carbone che, con un deciso incremento, interrompe il trend ribassista in atto da ottobre 2018. Contrastato anche l'andamento dei principali

hub europei del gas: il PSV, ancora in diminuzione, scende al suo minimo storico (12,79 €/MWh), portando sotto i 2 €/MWh lo spread con il TTF risultato, invece, in lieve apprezzamento. Uniforme, infine, l'andamento dei mercati elettrici, tutti in rialzo su base mensile ma in discesa rispetto al riferimento annuale.

A luglio si conferma in calo, per il secondo mese consecutivo, la quotazione del petrolio, che si attesta a 64,34 \$/bbl, in diminuzione sia su base mensile (-2%) che annuale (-13%). Tornano a crescere, invece, le quotazioni dei derivati del greggio: l'olio combustibile e il gasolio, infatti, mostrano aumenti congiunturali analoghi (+4%), attestandosi rispettivamente a 376,63 \$/MT e a 573,35 \$/MT. a fronte di variazioni annuali negative (-11%/-12%).

Omogeneo, invece, l'andamento delle quotazioni a termine sia per il greggio che per i suoi derivati, in crescita per i mesi di prossima scadenza e sui prodotti annuali. Risulta in modesta

ripresa su base mensile anche il carbone (56,06 \$/MT, +10%), che interrompe il trend ribassista avviato ad ottobre 2018, confermandosi comunque su valori più bassi dell'ultimo triennio e quasi dimezzati su base annuale (-44%).

Le quotazioni a termine sembrano confermare questo rimbalzo, evidenziando valori intorno ai 59/60 \$/MT per l'ultimo trimestre del 2019 e a 68 \$/MT per il 2020.

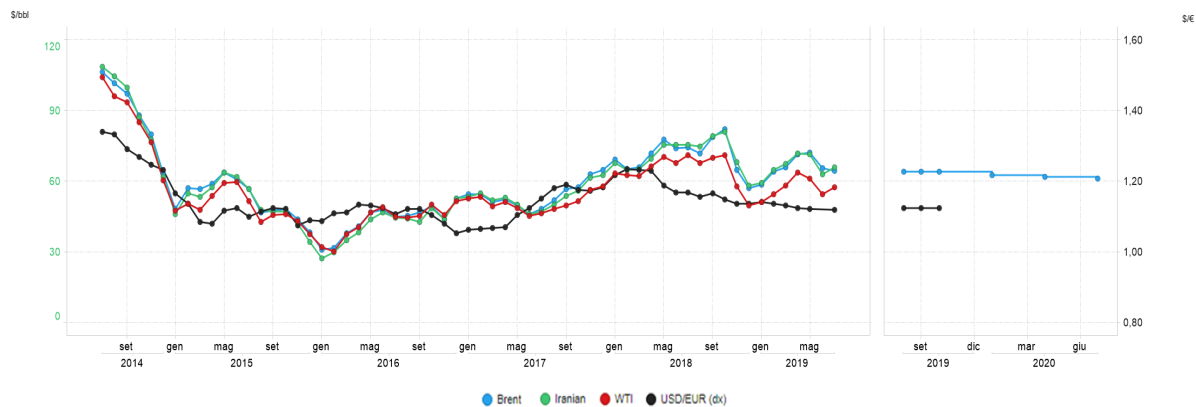
Il lieve deprezzamento della valuta europea rispetto a quella statunitense rispetto ai due riferimenti temporali (-1%/-4%), infine, mantiene sostanzialmente invariate le dinamiche dei combustibili nella loro conversione in euro.

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

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	64,34	-2%	-13%	65,77	63,95	1%	64,21	3%	63,94	4%	61,57	3%
Olio Combustibile	USD/MT	376,63	4%	-12%	415,75	400,75	4%	396,08	3%	394,65		398,07	2%
Gasolio	USD/MT	573,35	4%	-11%	595,00	587,98	3%	590,58	3%	593,10	3%	581,41	2%
Carbone	USD/MT	56,06	10%	-44%	49,58	58,60	11%	59,73	9%	60,70	5%	68,08	6%

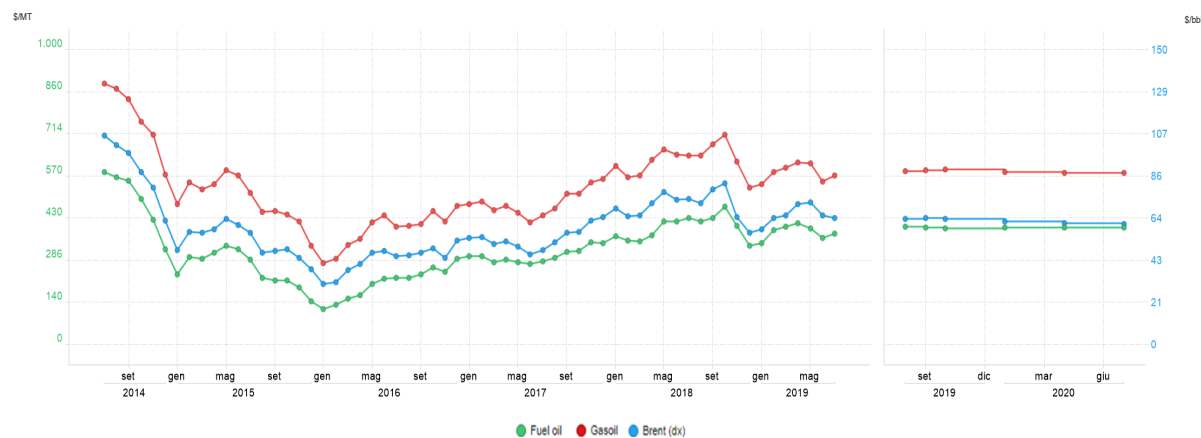
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	57,31	-1%	-10%		56,88	-	57,11	-	56,88	-	54,77	-
Olio Combustibile	EUR/MT	335,52	5%	-9%		356,46	-	352,30	-	351,03	-	354,08	-
Gasolio	EUR/MT	510,82	4%	-7%		522,99	-	525,30	-	527,55	-	517,15	-
Carbone	EUR/MT	49,96	11%	-42%		52,12	-	53,12	-	53,99	-	60,55	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,12	-1%	-4%	1,14	1,12	-	1,12	-	1,12	-	1,12	-

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



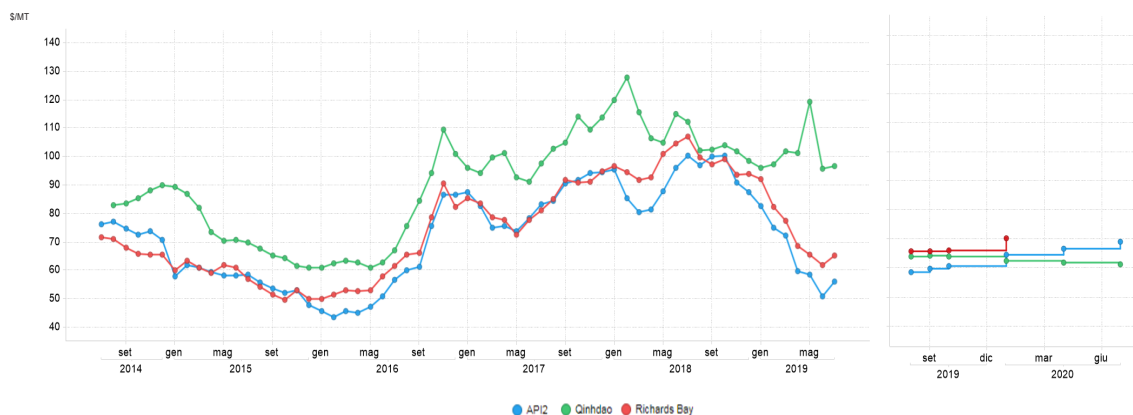
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

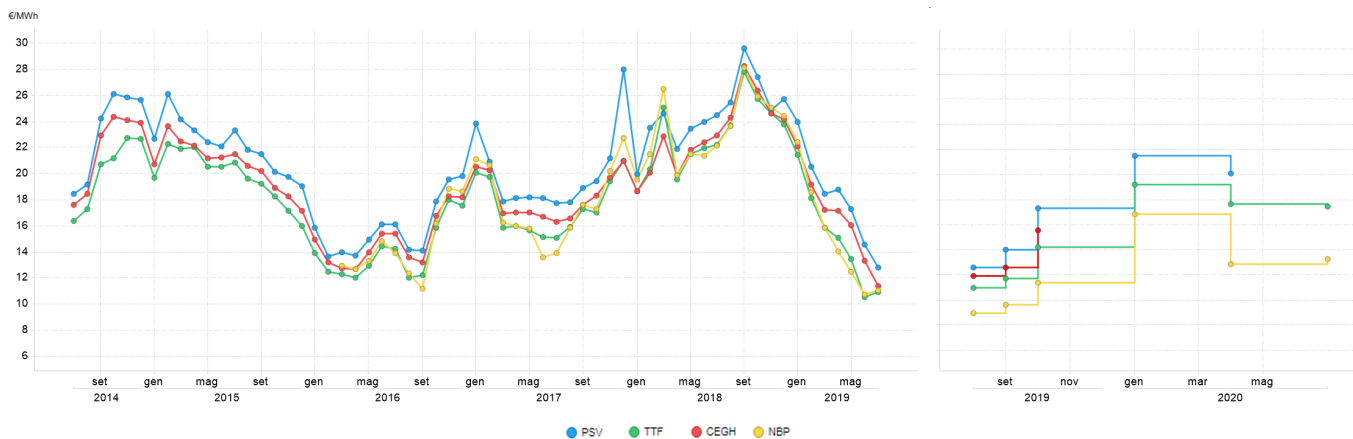
Andamento contrastato sui mercati del gas: il PSV conferma il trend ribassista in atto da ottobre 2018, attestandosi al minimo storico di 12,79 €/MWh, in calo sia su base mensile (-12%) e, soprattutto, su base annuale (-48%). Il TTF, invece, dopo la forte riduzione registrata a giugno, mostra un lieve apprezzamento su base mensile (10,91 €/MWh, +3%), pur confermando il significativo deprezzamento rispetto al 2018 (-51%). Lo spread

PSV-TTF si attesta, pertanto, in diminuzione a circa 1,9 €/MWh (-2,1 €/MWh), nuovamente in linea con il differenziale medio registrato nel 2018, dopo i più ampi spread registrati nel corso della prima metà del 2019. Andamento omogeneo, invece, per le quotazioni a termine, in ribasso per tutti i principali riferimenti europei sull'orizzonte mensile e in lieve apprezzamento su quello annuale (+1%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	12,79	-12%	-48%	13,07	12,61	-12%	14,00	-12%	17,33		20,74	1%
TTF	NL	10,91	3%	-51%	9,38	10,98	-3%	11,75	-5%	14,19		18,43	1%
CEGH	AT	11,37	-15%	-50%	11,90	11,90	-11%	12,60	-11%	15,59			
NBP	UK	11,07	3%	-50%	9,14	8,97	-18%	9,65	-24%	11,39			



La dinamica delle principali borse europee nel mese di luglio mostra invece un comune movimento rialzista rispetto al mese precedente. Apprezziamenti più moderati per l'Italia (52,31 €/MWh, +8%) e la Spagna (51,46 €/MWh, +9%), mentre i rialzi più intensi si registrano nell'area centro-settentrionale europea, con quotazioni variate tra 38 €/MWh di Francia e Svizzera (rispettivamente +29% e +19%) e 40 €/MWh di Austria e Germania (+16%/+22%). L'area scandinava, infine, risulta quella caratterizzata

dalla quotazione più bassa (35,15 €/MWh), nonostante un apprezzamento tra i più intensi (+26%). Su base annuale, invece, le quotazioni si attestano tutte in ribasso, con variazioni comprese tra -17% di Spagna e Italia e -32% dell'area scandinava. Appare contrastato l'andamento delle quotazioni a termine: in ribasso per l'Italia su tutti i riferimenti temporali, in particolare per il mese di agosto, in rialzo per le restanti borse.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	52,31	8%	-17%	54,95	49,58	-7%	53,63	-5%	58,76	-3%	62,35	3%
FRANCIA	37,66	29%	-27%	32,54	37,86	4%	42,31	-1%	50,29		53,11	5%
GERMANIA	39,69	22%	-20%	35,83	41,04	8%	42,59	3%	45,37		50,88	7%
AREA SCANDINAVA	35,15	26%	-32%	27,35	36,69	14%	38,61	10%	38,55		37,35	7%
SPAGNA	51,46	9%	-17%	49,35	50,79	4%	53,03	1%	54,71		56,69	2%
AUSTRIA	40,05	16%										
SVIZZERA	37,88	19%	-25%									

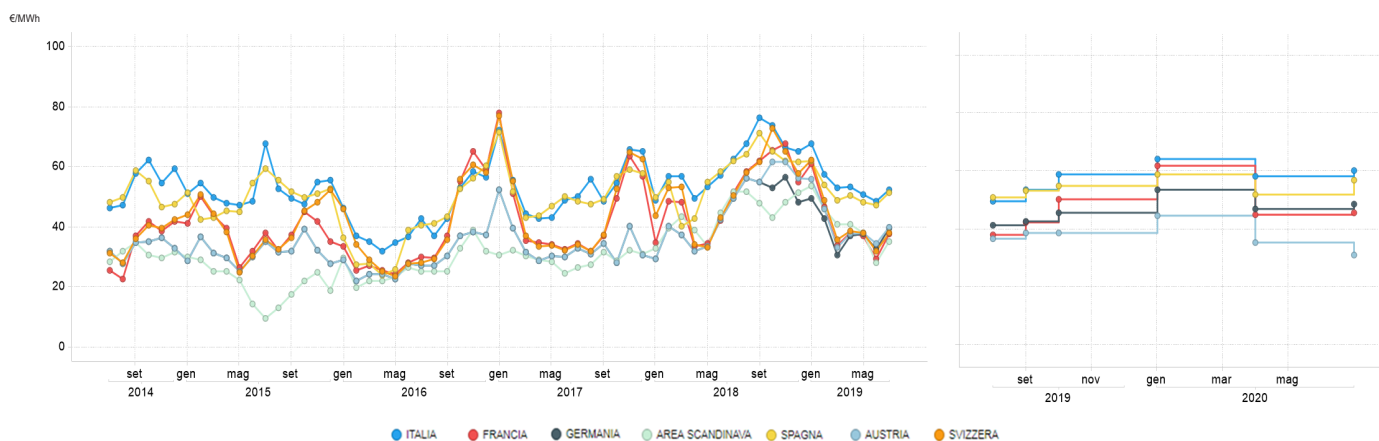
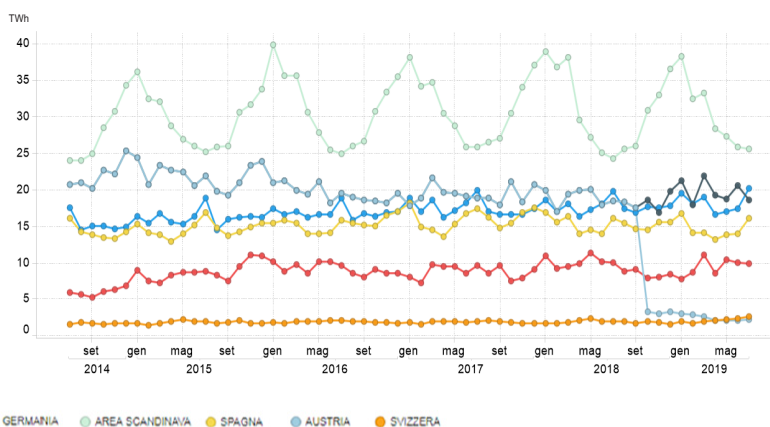


Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot*

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,2	12%	2%
FRANCIA	9,9	-5%	-1%
GERMANIA	18,6	-12%	1%
AREA SCANDINAVA	25,6	-4%	5%
SPAGNA	16,1	12%	0%
AUSTRIA	2,2	0%	
SVIZZERA	2,7	10%	32%



*Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

Variazioni tendenziali minime si rilevano su base spot per i volumi scambiati sulle principali borse europee: praticamente nulle per Francia (9,9 TWh, -1%), Germania (18,6 TWh, +1%) e Spagna

(16,1 TWh), in lieve incremento, invece, per la borsa italiana (20,2 TWh, +2%). Aumenti più intensi, infine, per l'area scandinava (25,6 TWh, +5%) e, soprattutto, per la Svizzera (2,7 TWh, +32%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel secondo mese dell'anno d'obbligo 2019, il prezzo medio rimane fermo a 260 €/tep, più alto rispetto al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, per contro, scende ai minimi da luglio del 2018 (219 €/tep).

In aumento rispetto al mese precedente i volumi scambiati sia su MTEE (+23%) che bilateralmente (+44%), ambedue in lieve calo rispetto ai livelli di un anno fa, a fronte di un incremento dei titoli disponibili (+7% a fine luglio). La liquidità

del mercato, pertanto, si mantiene poco sopra il 60%, cedendo 4 p.p. rispetto al mese precedente.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) a luglio il prezzo medio rallenta il trend discendente e si attesta a 0,45 €/MWh, poco superiore alla quotazione delle transazioni bilaterali (+0,14 €/MWh).

Più che raddoppiati i volumi scambiati sul mercato (574 GWh), con la liquidità che sale al massimo storico del 36% (era 14% a giugno), in presenza di un arretramento della contrattazione bilaterale.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato anche a luglio si conferma stabile a 260 €/tep, mentre si allarga a circa 41 €/tep il differenziale con il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, per contro, scende ai minimi da luglio 2018 (214 €/tep, -9% su giugno).

La differenza tra il riferimento di mercato e quello bilaterale si riduce a 11,83 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota scende all'88% dei volumi complessivi bilaterali.

Si riduce significativamente al 29% anche la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel sempre più ristretto intervallo definito dai livelli minimi e massimi di

abbinamento osservati sul mercato (259,05-260,04 €/tep), cedendo circa 54 p.p. rispetto al mese precedente.

I volumi negoziati su MTEE salgono a 308 mila tep, in aumento del 23% rispetto al mese precedente, ma in lieve calo rispetto a luglio 2018, con la liquidità che, pur confermandosi sopra il 61%, arretra di circa 4 p.p. su giugno in virtù di una crescita più intensa delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (+44%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 59.063.183 tep, in aumento di 483.982 tep rispetto a fine giugno; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 2.210.965 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	259,99	+0,0%	259,50	260,04	308.387	+23,1%	80,18	+23,1%	18.006	+270,6%	5,8%	+3,9 p.p.	5	+1
Bilaterali	218,83	-9,1%	0,00	260,50	200.162	+44,4%	43,80	+31,2%						
con prezzo >1	248,16	+0,8%	95,00	260,50	176.493	+30,1%	43,80	+31,2%						
Totale	243,79	-3,7%	0,00	260,50	508.549	+30,7%	123,98	+25,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

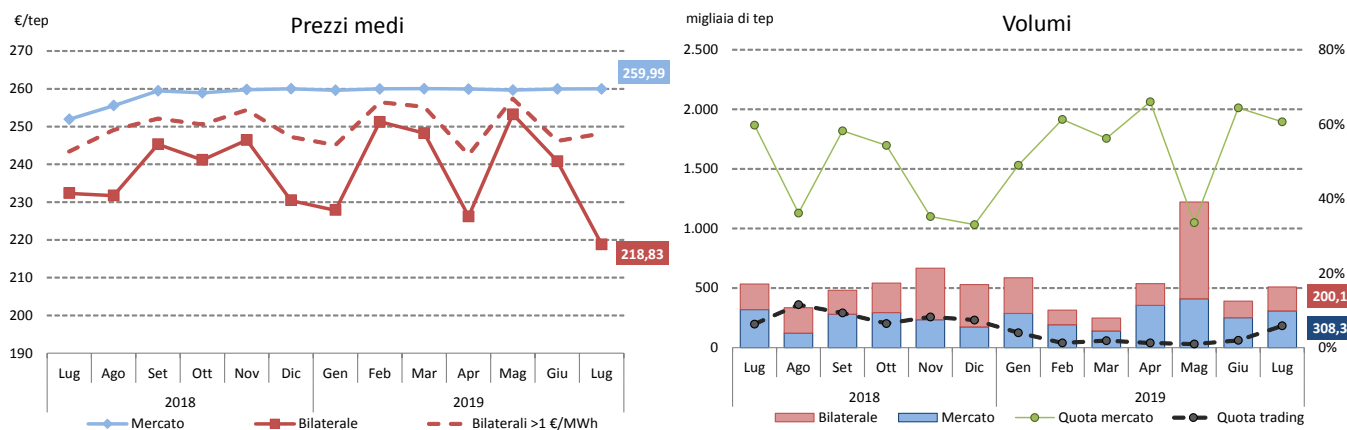


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250	€/tep					
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
9	259,98	558.927	58.532	224,46	250,00	12.085	250,00	2.210.965	59.063.183

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

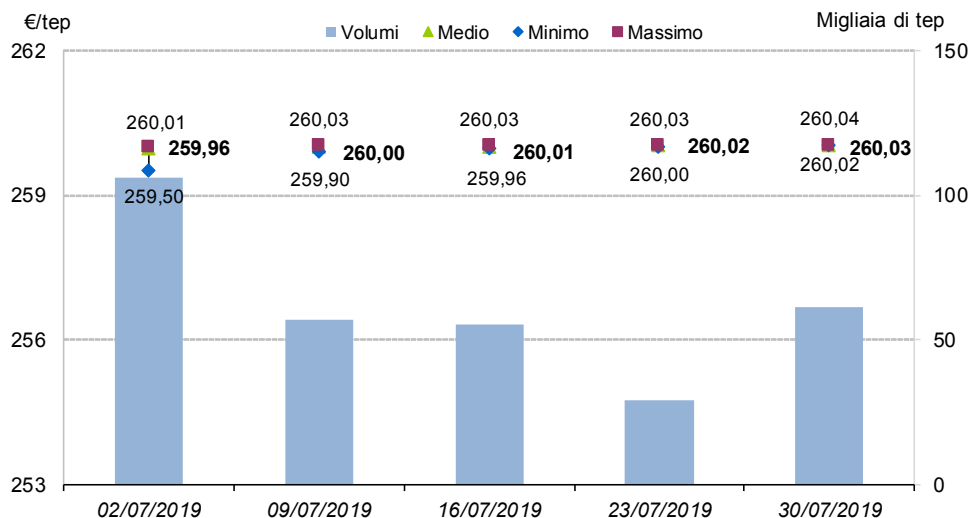
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra quotazioni stabili intorno ai 260 €/tep in tutte le sessioni, caratterizzate da contenuti differenziali tra prezzo minimo e massimo. In termini di volumi, si osserva nella sessione del 2 luglio,

immediatamente successiva ad una consistente emissione di titoli, un picco degli scambi, pari a 106 mila tep, a fronte di un elevato numero di transazioni (392, massimo da fine gennaio).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A luglio il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, si attesta a 0,45 €/MWh, in lieve calo rispetto al mese precedente, ma superiore di circa 0,14 €/MWh alla quotazione registrata nella piattaforma bilaterale caratterizzata da un più intenso ribasso (0,31 €/MWh, -0,60 €/MWh rispetto a giugno).

Tra le tipologie scambiate risulta in controtendenza solo la categoria Solare che continua a mostrare quotazioni in crescita e tra le più elevate sia su MGO che su PBGO,

rispettivamente 0,59 €/MWh e 1,11 €/MWh. In termini di volumi, segnali di crescita arrivano da MGO, i cui scambi salgono sui livelli tra i più alti di sempre, pari a 574 mila MWh, più che raddoppiati rispetto a giugno ed in evidente crescita anche su base annua (erano 33 mila MWh a luglio 2018). La liquidità del mercato sale al massimo storico di 36%, guadagnando 22 p.p. rispetto al mese precedente, a fronte di un consistente arretramento dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a 1,0 TWh (-42%).

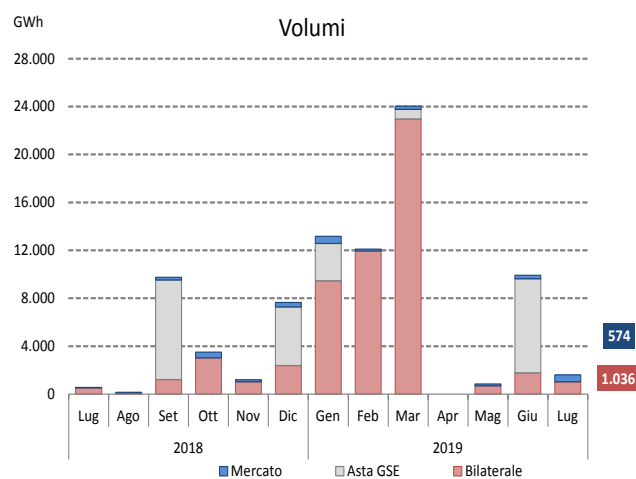
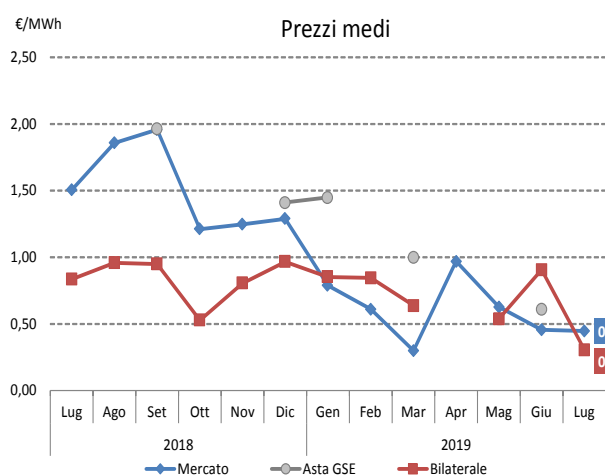
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,45	-2,0%	0,38	0,60	573.999	+106,9%	256.691	+102,7%
Bilaterali	0,31	-66,2%	0,04	1,90	1.035.857	-41,5%	317.710	-80,2%
con prezzo >0	0,31	-66,2%	0,04	1,90	1.035.857	-41,5%	317.710	-80,2%
Totale	0,36	-57,8%	0,04	1,90	1.609.856	-21,4%	574.402	-66,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



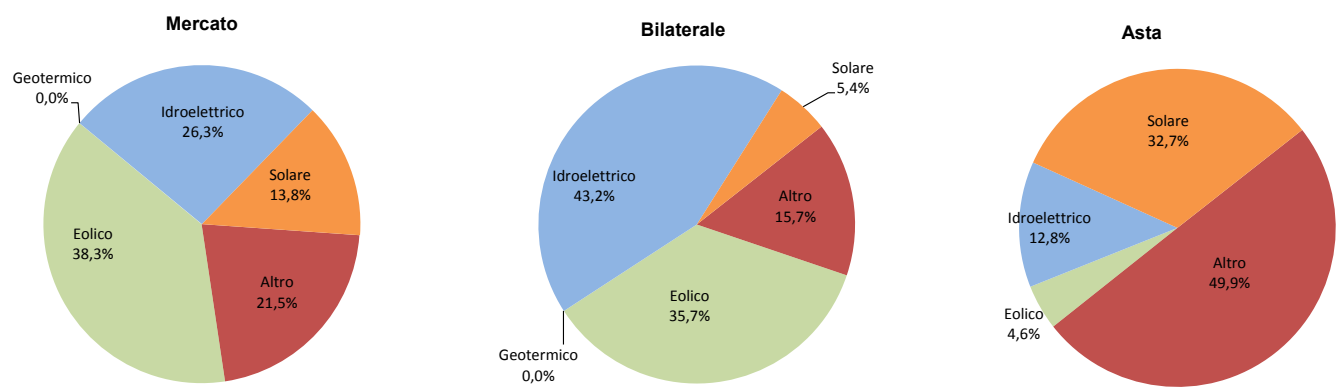
La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli negoziati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme.

La tipologia più scambiata sul mercato risulta per la prima

volta quella Eolico (38,3%) che mostra anche il più importante incremento rispetto al mese precedente (+21 p.p.), a scapito delle garanzie relative agli impianti idroelettrici che, invece, continuano ad essere le più negoziate sulla piattaforma bilaterale (43%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati per anno di produzione 2019

Fonte: dati GME



IL CAOS CALMO DEL MERCATO PETROLIFERO INTERNAZIONALE

Di Lisa Orlandi - RIE

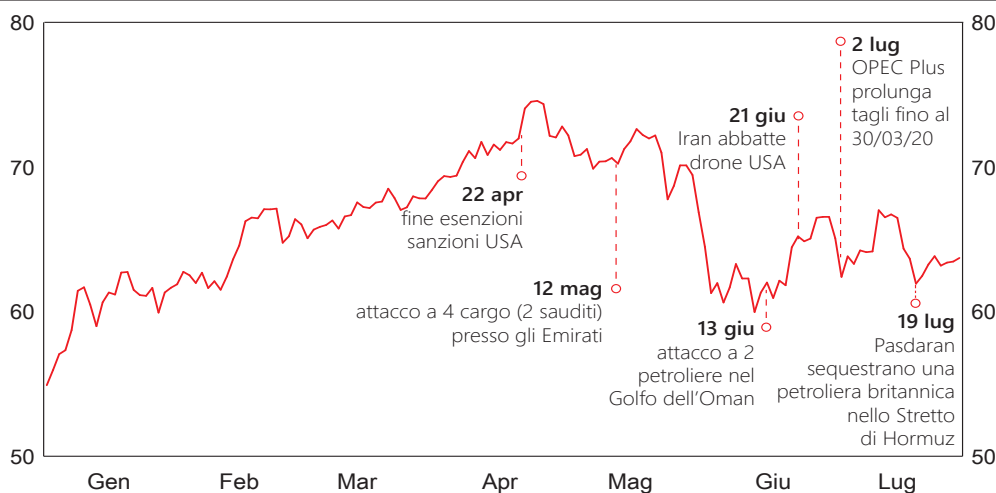
(continua dalla prima)

Uno scenario che, se al momento impatta solo per lo 0,2% e lo 0,3% sul PIL rispettivo dei due paesi (stime OCSE), potrebbe avere ripercussioni anche maggiori qualora i dazi dovessero estendersi a tutti i beni scambiati tra le due superpotenze. In questa fase, le tensioni geopolitiche - pur forti e continue - sono quindi state offuscate da fondamentali reali più deboli, con una domanda che cresce meno delle attese e, di conseguenza, con minori timori circa l'adeguatezza delle forniture. Si dovrà attendere la fine di giugno - alla vigilia del nuovo

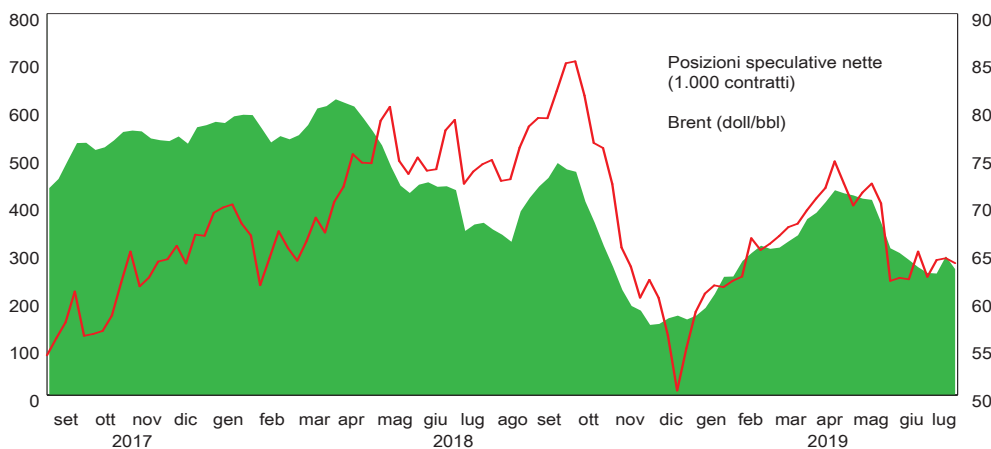
meeting dell'OPEC Plus - per assistere ad una contenuta ripresa dei prezzi e ad una loro successiva sostanziale stabilità che caratterizza la terza fase: con la decisione di proseguire i tagli alla produzione fino a marzo 2020 e con il suggellamento dell'alleanza Arabia Saudita-Russia, il Brent si riporta in luglio sopra quota 60 ma senza mostrare strappi al rialzo accesi e limitandosi ad oscillare in un range ristretto, tra i 62 e i 65 doll/bbl. Questo proprio nel momento in cui la tensione nel Golfo Persico è particolarmente alta.

Andamento dei prezzi del Brent nei primi 7 mesi del 2019 (doll/bbl)

Fonte: banca dati RIE



Posizioni speculative e prezzo del Brent (dati settimanali)



Fonte: elaborazioni RIE su ICE-Brent per n. contratti e banca dati RIE per prezzi del Brent.

(continua)

Da questa sintetica disamina si comprende come l'interpretazione del contesto attuale poggi su pochi punti fermi e su diverse incognite, il cui sviluppo condiziona il futuro corso delle quotazioni. Gli attori chiave sono gli stessi da un po' di tempo a questa parte: da un lato gli Stati Uniti, che non arrestano la loro crescita produttiva influenzando – anche attraverso la loro politica estera – sulle strategie e le scelte degli altri produttori di petrolio; dall'altro l'OPEC Plus, guidata da Arabia Saudita e Russia, che continua ad agire in risposta alle dinamiche USA ma il cui futuro – specie sul più lungo termine – rimane incerto. Sullo sfondo, due elementi di grande incertezza la cui evoluzione è ad oggi non prevedibile: 1) le numerose tensioni geopolitiche, con un'attenzione particolare al Golfo Persico, che nella prima parte dell'anno hanno alimentato aspettative rialziste, come si evince dai movimenti posti in essere dagli operatori finanziari con fini prevalentemente speculativi; 2) il contesto macroeconomico, che nel 2019 si sta rivelando più debole che in passato e che ha portato anche la finanza ad assumere un atteggiamento più bearish da maggio in avanti e a quasi ignorare le criticità di matrice geopolitica pur sempre presenti e diffuse. Si ripropone, in sostanza, quella contrapposizione tra fear premium e anxiety discount che aveva già connotato il mercato negli anni della Primavera Araba, anche se i prezzi di allora viaggiavano su livelli pressoché doppi rispetto a quelli attuali.

OPEC PLUS: sempre più solida ma per quanto?

A dicembre 2018, l'OPEC Plus ha deciso un taglio alla produzione di 1,2 mil. bbl/g rispetto ai livelli di ottobre, da attuarsi entro giugno 2019. Il 2 luglio, l'asse Riad-Mosca si è ulteriormente consolidato: proseguendo i tagli fino a marzo 2020; rendendo l'OPEC Plus un organismo permanente attraverso la firma della Carta di Cooperazione; dimostrando come l'OPEC abbia deciso di asserragliarsi su posizioni di difesa a fronte della crescita dello shale USA. Una difesa che si rivela comunque efficace lato prezzi, non tanto perché ne determini il rialzo quanto perché ne definisce un floor minimo attorno ai 60 doll/bbl, accettabile – se non da tutti – da diversi paesi produttori. Rispetto alle performance continuamente positive dello shale oil statunitense, sembra quindi essere la pazienza il tratto distintivo della strategia dell'OPEC Plus, in essere dal 2016. La consapevolezza di avere a che fare con una sfida provante risale al 2014, quando la rinascita petrolifera degli Stati Uniti mostrò appieno la sua concretezza e il cartello decise di intraprendere una guerra di prezzo che però non è riuscito a vincere. All'epoca, la volontà di difendere la quota di mercato in luogo della stabilità dei prezzi diede il colpo di grazia ad un mercato petrolifero già profondamente ferito e spinse l'OPEC a tornare progressivamente sui suoi passi per salvaguardare le finanze, e quindi la sopravvivenza, dei suoi paesi membri. Da qui il corteggiamento alla Russia e ad altri paesi non-OPEC, nella convinzione che solo un'azione concertata avrebbe potuto controbilanciare quel boom produttivo senza precedenti.

Ma quanto potrà ancora reggere l'OPEC Plus? Due i principali fattori a supporto di questa alleanza: il primo è la paura. I ministri del petrolio dei diversi stati OPEC sono terrorizzati dall'idea che si possa ripresentare una condizione simile a quella del biennio 2014-2016. Il secondo è il consolidamento del duopolio Arabia Saudita - Russia sancito dalla Carta di Cooperazione firmata a Vienna in occasione dell'ultimo meeting del 2 luglio. Tuttavia, se è indubbio che la partecipazione dei primi due esportatori mondiali di petrolio conferisca forza ed efficacia all'Accordo, è altrettanto vero che la ratio che spinge le due parti a perpetuare la collaborazione è completamente diversa. Da un lato ci sono i sauditi che intendono il coinvolgimento in senso duraturo, per non dover sopportare da soli l'onere dei tagli; dall'altro, la Russia che invece lo interpreta come una circostanza forzata da condizioni eccezionali. Tuttavia, Mosca è anche consapevole che una simile alleanza è l'unico modo a sua disposizione per riuscire ad influenzare il mercato petrolifero mondiale. L'accordo si sta infatti rivelando cruciale per il paese che si sta trasformando da fornitore focalizzato sull'Europa a supplier globale: si pensi solo che le forniture della Russia alla Cina sono triplicate in cinque anni passando da 500.000 bbl/g agli attuali 1,5 milioni.

Ma la politica dei tagli ha anche un effetto che può sembrare paradossale: ha infatti favorito lo sviluppo della produzione americana, proprio quella produzione per far fronte alla quale è stata pensata e implementata.

Dopo la frenata nel 2015-2016, in concomitanza con il crollo dei prezzi, l'offerta petrolifera statunitense ha ripreso a crescere dalla primavera del 2017 – quindi poco dopo la costituzione dell'OPEC Plus – con un aumento da allora ad oggi di circa 3 mil. bbl/g.

Stando così le cose, va chiarito il rationale sottostante la strategia dell'OPEC Plus: resistere per non soccombere, nella convinzione che il boom dello shale oil USA sia temporaneo e destinato a raggiungere nei prossimi anni il picco produttivo. Ma questo assunto implica che i fatti si attengano alle previsioni ed è un azzardo, specie se si considera il continuo superamento delle aspettative a cui lo shale oil ci ha abituato. Il Ministro del petrolio saudita, senza nascondere incertezza, ha affermato che ancora per due/quattro anni l'OPEC potrebbe sopportare una politica di tagli. Ma se il picco produttivo fosse molto più lontano?

La produzione petrolifera degli Stati Uniti: a quando il picco?

La crescita della produzione americana, guidata dallo shale oil, ha superato quella della domanda mondiale nel 2018, condizione che sembra replicarsi anche nel 2019. Una storia di successi che ha scardinato i crismi del mercato petrolifero, tradizionalmente caratterizzato da un'offerta anelastica ai prezzi almeno nel breve periodo. È infatti risaputo che i produttori di shale oil possano rapidamente aumentare la produzione se i prezzi salgono, ponendo quindi un cap agli stessi, così come riescano altrettanto velocemente a ridurla

(continua)

se i prezzi scendono, agendo da floor. Una caratteristica questa, tipica degli investimenti con veloci tassi di ritorno, che getta in crisi l'OPEC e, più in generale, l'equilibrio petrolifero mondiale. Oltre all'andamento delle quotazioni, l'evoluzione di questa fonte dipende poi da altri elementi non sempre noti e ponderabili, quali i prezzi delle commodities, le stime delle risorse presenti nel sottosuolo, gli sviluppi tecnologici, le condizioni di accesso al capitale e alle infrastrutture di trasporto: tutti elementi che possono repentinamente cambiare lo scenario atteso.

Le previsioni di lungo termine sono quindi ancora più complesse ed incerte in un simile contesto. La traiettoria che seguirà lo shale USA nel prossimo futuro sembra indicare, nella maggioranza dei casi, il raggiungimento del picco verso la fine del decennio 2020 ma le previsioni variano molto a seconda delle ipotesi di prezzo formulate¹. Energy Intelligence – uno dei più importanti provider di dati e analisi sul settore energetico – stima che con un prezzo del WTI – greggio di riferimento per gli Stati Uniti – compreso tra 55 e 60 doll/bbl la produzione dell'area possa raggiungere il suo massimo attorno

al 2030 a circa 16 mil. bbl/g, ma la crescita rallenterà già dal 2020. Il Dipartimento per l'Energia statunitense (DOE) indica, invece, livelli record fino al 2027 quando verranno toccati i 15 mil. bbl/g; a seguire, si assisterà ad un rallentamento ma con volumi che si mantengono sopra i 14 mil. bbl/g fino al 2040². Rystad Energy, accreditata società di consulenza norvegese, colloca il picco produttivo sempre alla fine del decennio 2020 ma delinea due scenari che differiscono profondamente in termini di volume di picco, a sua volta funzione delle condizioni di prezzo: si va dai 24 mil. bbl/g con prezzi del WTI a 70 doll/bbl ai 17 mil. bbl/g con prezzi a 50 doll/bbl.

Anche l'OPEC rientra nel filone previsivo che indica il raggiungimento del punto di massimo alla fine degli anni 2020 e precisamente nel 2027 (a 14,3 mil. bbl/g), ma è consapevole delle incertezze enormi che gravano su queste stime e quindi del fatto che una loro revisione, anche consistente, è possibile tanto al rialzo quanto al ribasso. Un'incertezza che può costare cara all'alleanza con la Russia specie se altre produzioni dovessero raggiungere il mercato (ad esempio di Brasile, Canada e Guyana).

Previsioni sul picco di produzione petrolifera USA

Ente	Picco produzione USA	
	Data stimata	Livello stimato
DOE	2027	15,0
OPEC	2027	14,3
Energy Intelligence	attorno al 2030	24,0 (se WTI = 70 doll/bbl); 17,0 (se WTI = 50 doll/bbl)
Rystad Energy	attorno al 2030	16,0 (se WTI = 55-60 doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati istituti/enti citati

Ecco allora perché gli Stati Uniti tormentano l'OPEC ed in particolare, mai come ora, un suo stato membro: l'Iran, oggetto di aspre sanzioni imposte dall'amministrazione Trump. Consapevole di non poter esercitare da solo una concreta minaccia di guerra attaccando le petroliere che transitano nel Golfo Persico, Teheran ha poco margine di manovra verso gli USA anche perché se i prezzi dovessero salire come conseguenza di una tanker war, la produzione di shale oil sarebbe nuovamente la prima a giovarne. Ma se l'Iran non fosse solo?

Iran-USA: alta tensione

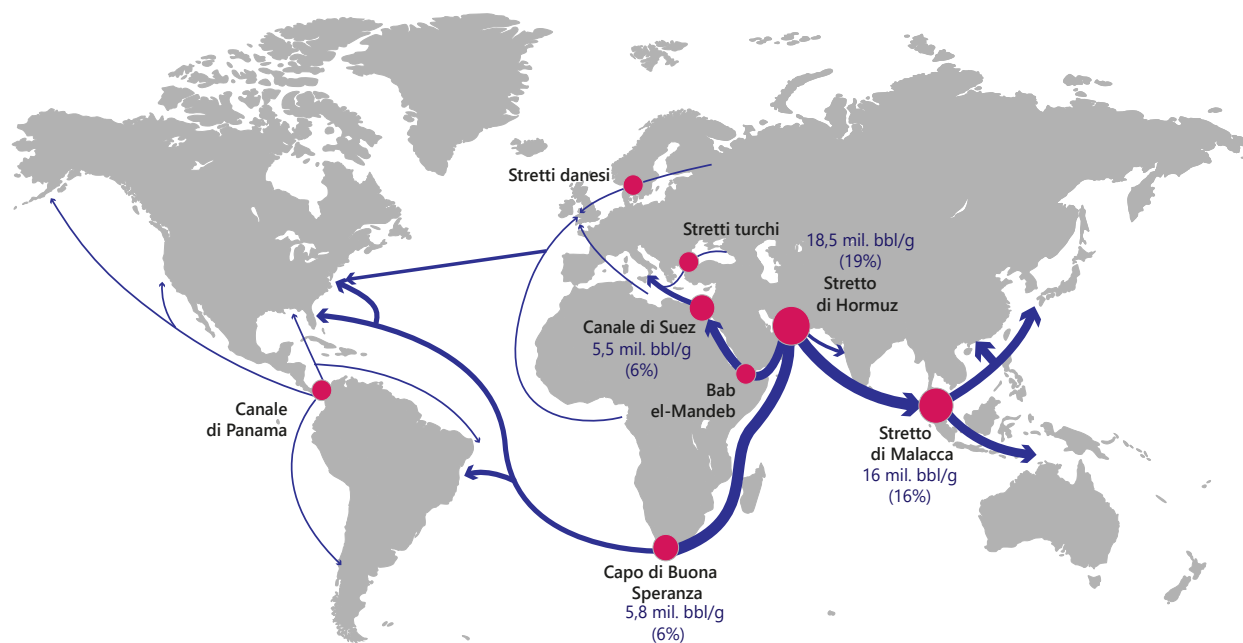
Il 20% circa del greggio e dei prodotti petroliferi mondiali

passa attraverso lo Stretto di Hormuz, che divide la Penisola arabica dalle coste dell'Iran, mettendo in comunicazione il Golfo di Oman a sud-est con il Golfo Persico ad ovest. Un'area cruciale, il più importante – in termini di volumi in transito – chokepoint marittimo per il commercio globale di petrolio e derivati.

Un'escalation delle tensioni in questo braccio di mare potrebbe quindi determinare, senza lasciarci sorpresi, un aumento dei prezzi. Tuttavia, ciò non è avvenuto: nonostante 7 petroliere siano state sabotate tra maggio e luglio, lo scoppio di una vera e propria tanker war, come quella che si verificò alla fine degli anni '80 nel quadro della guerra Iran-Iraq (1980-1988), sembra ancora improbabile.

(continua)

Volumi di greggio e prodotti finiti che transitano per i principali chokepoints marittimi (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni RIE su dati DOE

In questo arco di tempo, le quotazioni sono addirittura scese per poi attestarsi nel mese di luglio all'interno del range 60-65 doll/bbl: un livello inferiore del 30% a quello di ottobre 2018 quando le tensioni nell'area non erano ancora così accese. Il mercato non sembra quindi credere – almeno sinora - alla possibilità che si presenti una situazione simile a quella di 30 anni fa che comunque, nonostante la sua gravità, non ebbe effetti dirompenti né sulle forniture di petrolio né sulle quotazioni.

Questo per diverse ragioni: le petroliere non sono molto facili da affondare e delle 239 all'epoca sotto attacco solo 55 sono state messe fuori gioco; inoltre, pur con un'iniziale crollo del 25% del commercio marittimo dell'area e il conseguente aumento dei prezzi del greggio, è risultato presto chiaro che solo il 2% delle navi che transitavano nel Golfo Persico era stato distrutto; l'Iran, infine, è poco incentivato alla chiusura dello Stretto di Hormuz e nonostante le ripetute minacce non ha mai agito concretamente in tale direzione perché le sue esportazioni di petrolio dipendono in modo vitale da questo braccio di mare. Rispetto ad allora, la situazione odierna presenta molte differenze – ad esempio, la tanker war degli anni '80 era l'estensione di una guerra già esistente, oggi invece potrebbe decretarne lo scoppio con gli Stati Uniti protagonisti sin dall'inizio - ma una cosa le accomuna: l'Iran non ne gioverebbe. Non stupiscono quindi le parole del Ministro degli esteri iraniano che ha recentemente sottolineato come il suo paese "abbia la capacità ma non il desiderio di chiudere lo Stretto". Da qui, la probabilità che si porti avanti solo una strategia caratterizzata da schermaglie non troppo gravi: in sostanza una guerra non convenzionale (unconventional

warfare in gergo) finalizzata a instillare il convincimento che la pace e la sicurezza non siano possibili senza compromessi o concessioni ma inefficace nel tempo e che il mercato già conosce.

A ben guardare, però, la situazione non è priva di rischi ed è molto più complessa di quel che sembra. Il 27 luglio scorso la Russia ha firmato con l'Iran un protocollo d'intesa che prevede una cooperazione militare tra le rispettive forze navali. Un modo attraverso cui i russi entrano in modo dirompente nel dossier iraniano; lo stesso fa la Cina che è cofirmataria dell'Accordo sul nucleare, sta continuando a tenere aperto l'export petrolifero iraniano nonostante le sanzioni USA e, ultimo ma non meno importante, sta cercando di costruire un'alleanza con Mosca in chiave anti-occidentale. Sul fronte opposto, gli USA di Trump non sono quelli di Obama (uno dei principali sostenitori dell'Accordo nucleare iraniano firmato nel 2015) né quelli di Reagan che adottò una retorica cauta durante la guerra dei tanker degli anni '80. La situazione è complessa, delicata e in divenire. Al momento il mercato petrolifero sembra essere amico di Trump e nemico dell'Iran ma uno scontro aperto interesserebbe più fronti e non sarebbe di certo privo di conseguenze.

Siamo seduti su una mina?

Come già detto, nonostante le tensioni, i prezzi non schizzano. In questa fase sembrano quindi prevalere i fondamentali reali correnti caratterizzati da un'offerta adeguata sebbene le crisi in essere – Iran, Venezuela, Libia per citarne alcuni – e da una domanda che cresce ma meno del previsto: le stime per il 2019 sono di un aumento di 1,2 mil. bbl/g rispetto ad una stima

(continua)

iniziale di 1,4 mil. bbl/g del 2018 e nel I trimestre dell'anno il livello dei consumi è stato il più basso dal 2011. Una dinamica, questa, che riduce il rischio di shortage anche nel caso in cui dovesse esserci una temporanea interruzione delle forniture del Golfo e che è in parte correlata all'andamento dell'economia mondiale, ora attesa crescere del 3,2% su base annua.

Un dato, quest'ultimo, frutto di diverse revisioni al ribasso da parte del Fondo Monetario Internazionale (+3,5% era la previsione a fine 2018) e in cui la Cina ha un ruolo cruciale: a partire dai primi anni Duemila era stata il pilastro della domanda petrolifera mondiale, in ragione di una crescita economica che in alcuni anni è stata anche superiore al 10%. Ma dal 2011 il suo PIL sta seguendo una traiettoria di crescita

molto più contenuta: nel II trimestre 2019 è aumentato del 6,2%, il livello più basso degli ultimi 30 anni e ci si attende una discesa al 6% nel 2020.

È questa condizione complessiva che ad oggi porta la finanza a mantenere un atteggiamento di cautela, ma la descrizione delle dinamiche in atto non deve indurci a trascurare gli elementi di rischiosità che il mercato comunque presenta. Un mercato che, a meno di una recessione globale, sembra avere un floor minimo consolidato attorno ai 60 doll/bbl, difeso dall'OPEC Plus e supportato dalle tensioni geopolitiche in atto. A fungere da cap, invece, vi è al momento la sola produzione USA la cui traiettoria ha un ampio grado di incertezza. In sintesi, ad oggi tutto sembra quadrare ma forse siamo seduti su una mina.

¹ Le previsioni formulate da agenzie ed istituti internazionali non sono sempre comparabili le une con le altre per via dell'inclusione o meno dei natural gas liquids nei volumi di produzione di liquidi degli USA. Una disamina delle stime più importanti è comunque utile per delineare il consenso prevalente e le incertezze che gravano sull'evoluzione di questa variabile chiave.

² Il DOE elabora diversi scenari oltre al Reference qui riportato; questi variano in relazione ad ipotesi di prezzo (high e low) e al volume stimato delle riserve (high e low). Nei due casi estremi la differenza tra il livello produttivo al 2040 è superiore ai 10 mil. bbl/g, a dimostrazione della grande incertezza in materia.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Parere 16 luglio 2019 309/2019/I/COM | “Parere al Ministro dello Sviluppo Economico sulle proposte di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale e del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici” | pubblicata il 18 luglio 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/309-19.pdf>

Con il parere 309/2019/I/COM, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha espresso parere favorevole al Ministero dello Sviluppo Economico in merito alla proposta del GME avente ad oggetto la modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME) e della Disciplina del Mercato del Gas naturale (Disciplina MGAS) volta a introdurre, sui mercati dell’energia MGP ed MI e sul mercato a pronti del gas naturale (MP-GAS), il sistema di gestione integrata delle garanzie (nel seguito: netting). Detta proposta consente l’utilizzo, nei mercati sopra indicati, di un unico ammontare di garanzia a copertura dell’esposizione netta ivi maturata da ciascun operatore, nonché la riduzione, a scopo di semplificazione operativa, dei modelli di fideiussione che potranno essere utilizzati sui mercati elettrici e del gas gestiti dal GME.

Ai fini dell’avvio del netting, il GME ha altresì trasmesso ad ARERA la proposta di modifica della destinazione ed utilizzo del Fondo di garanzia MGAS - istituito in forza delle disposizioni di cui alla Deliberazione 525/2012/R/GAS e del parere 4/2013/I/GAS, come successivamente integrati e modificati. In dettaglio, tale proposta prevede la ridefinizione dell’ambito di utilizzo del fondo, ovvero l’utilizzo dello stesso negli eventuali casi di inadempimento degli operatori, ivi inclusi gli operatori di diritto, che operano nei mercati ME e MGAS.

Nell’esprimere parere favorevole alla proposta del GME, l’ARERA ha altresì differito a successivo provvedimento – da emanare a valle dell’approvazione, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, delle versioni modificate del TIDME e della Disciplina MGAS per l’avvio del netting - l’adeguamento delle disposizioni relative alla disciplina del Fondo di garanzia MGAS.

Deliberazione 16 luglio 2019 310/2019/R/EEL | “Istruzioni a Terna per l’attuazione di emendamenti alla proposta di metodologia per l’armonizzazione delle caratteristiche principali del settlement degli sbilanciamenti, ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)” | pubblicata il 18 luglio 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/310-19.pdf>

Con la delibera 310/2019/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 - predisposta in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (di seguito: NRA¹) - relativa alla proposta dei gestori delle reti di trasmissione (TSO²), avente ad oggetto la definizione di aspetti specifici della disciplina di settlement degli sbilanciamenti, ai sensi del Regolamento europeo n. 2017/2195 (c.d. Regolamento Balancing), recante linee guida per l’integrazione dei mercati di bilanciamento dei paesi Europei.

Nello specifico, con la delibera in oggetto, l’Autorità ha richiesto a Terna di effettuare modifiche di carattere esplicativo alla soprarichiamata proposta, nonché di inserire ulteriori elementi di dettaglio in merito alla determinazione del prezzo di sbilanciamento e modificare le previsioni per il calcolo dei volumi che concorrono alla determinazione dello sbilanciamento.

Sempre nel quadro delle metodologie implementative del Regolamento Balancing, con la delibera 323/2019/R/EEL³ l’ARERA ha altresì fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla seconda richiesta di emendamenti - predisposta in coordinamento con le altre NRAs - relativamente alla proposta dei TSO per la definizione del quadro di attuazione della piattaforma per la compensazione dello sbilanciamento (c.d. piattaforma di netting).

Al riguardo, giova ricordare che la suddetta proposta – precedentemente trasmessa dai TSO alle rispettive NRA - era stata già oggetto di una prima richiesta congiunta di emendamenti da parte delle medesime Autorità⁴.

Con la deliberazione in questione, pertanto, l’ARERA ha richiesto a Terna di dare attuazione alle richieste di ulteriori emendamenti relativi alla designazione delle entità che svolgeranno le funzioni della piattaforma di netting.

Deliberazione 16 luglio 2019 307/2019/R/EEL | “Approvazione del consuntivo dei costi, per l’anno 2018, relativi allo svolgimento delle attività del Gestore dei Mercati Energetici finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE)” | pubblicata il 18 luglio 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/307-19.htm>

Con deliberazione n. 307/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA o Autorità) ha approvato il consuntivo dei costi, per l’anno 2018, relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) di cui all’articolo 3, comma 3.1, della deliberazione ARG/elt 115/08 (c.d. TIMM⁵).

In particolare, giova ricordare che l’articolo 9 del TIMM prevede che, entro e non oltre il 31 marzo di ciascun anno, il GME trasmetta all’Autorità una relazione tecnica avente ad

oggetto il consuntivo dei costi sostenuti per lo svolgimento delle succitate attività ai fini della relativa approvazione.

Con la deliberazione in oggetto, l'ARERA ha pertanto approvato i costi sostenuti nell'anno 2018 e stabilito che la copertura dei medesimi sia assicurata al GME per il tramite dei corrispettivi di partecipazione alla Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE).

Documento per la consultazione 23 luglio 2019 322/2019/R/EEL | “Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi” | pubblicato il 25 luglio 2019 | Download
<https://www.arera.it/allegati/docs/19/322-19.pdf>

Con il documento per la consultazione n.322/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti relativamente alla riforma della regolazione del sistema del dispacciamento elettrico nazionale. Tale consultazione si inserisce nel più ampio processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica a livello europeo, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM), nonché di armonizzazione dei mercati per i servizi di bilanciamento per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, ai sensi del Regolamento europeo n. 2017/2195 (c.d. Regolamento Balancing).

Nello specifico, la consultazione in oggetto si concentra sui seguenti aspetti:

- revisione delle modalità di negoziazione sui mercati a pronti dell'energia elettrica(introduzione del c.d. portfolio bidding) e di programmazione delle unità abilitate e non abilitate, separando le negoziazioni commerciali dagli obblighi di programmazione fisica delle medesime unità;
- introduzione dei prezzi negativi sui mercati MGP ed MI, in attuazione del consolidato quadro normativo europeo, prevedendo nello specifico che tale misura possa trovare applicazione a partire dal 1 gennaio 2021;
- coordinamento tra il Mercato per il servizio di Dispacciamento italiano (MSD) e le piattaforme europee di bilanciamento in corso di realizzazione;
- modifica dei criteri generali di definizione e approvvigionamento dei servizi ancillari – prevedendo altresì primi criteri generali per la gestione dei servizi ancillari a livello locale - nonché la revisione della disciplina degli sbilanciamenti.

Con particolare riferimento all'evoluzione delle modalità di negoziazione sui mercati MGP ed MI elettrici e di programmazione delle unità, gli orientamenti espressi da ARERA prevedono: i) una prima fase di implementazione transitoria, finalizzata a garantire le necessarie modifiche al mercato elettrico infragiornaliero, nonché il coordinamento di quest'ultimo con MSD, al fine di consentire nel corso del 2020 l'integrazione dell'Italia nel mercato unico europeo infragiornaliero in negoziazione continua (Single Intraday

Market Coupling), ai sensi del Regolamento CACM; ii) l'implementazione della soluzione a regime – tra la seconda metà del 2021 e l'inizio del 2022 – prevedendo a tal fine che Terna e GME, a valle di specifico provvedimento dell'Autorità di revisione della delibera n.111/06, predispongano e consultino le necessarie modifiche, rispettivamente, al Codice di Rete e al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

Il termine di chiusura della consultazione in oggetto è il 14 Ottobre 2019.

Deliberazione 30 luglio 2019 350/2019/R/EEL | “Istruzioni a Terna e GME per l'adesione al mercato infragiornaliero europeo” | pubblicata il 31 luglio 2019 | Download
<https://www.arera.it/allegati/docs/19/350-19.pdf>

Con deliberazione n. 350/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), con specifico riferimento alla fase di implementazione transitoria finalizzata a garantire le necessarie modifiche al mercato infragiornaliero, nonché al coordinamento di quest'ultimo con l'MSD (cfr. news precedente), ha individuato le misure volte a consentire la partecipazione del sistema italiano al progetto Cross Border Intra Day (nel seguito: XBID) per la gestione del mercato unico europeo infragiornaliero (Single Intraday Market Coupling), in attuazione di quanto previsto dal Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

Al riguardo giova ricordare che, ai sensi del Regolamento CACM, il target model del mercato infragiornaliero europeo prevede:

- la negoziazione dell'energia in contrattazione continua con la contestuale allocazione della capacità interzonale disponibile;
- la chiusura delle contrattazioni sul mercato infragiornaliero un'ora prima dell'inizio del relativo periodo di consegna (c.d. H-1);
- la valorizzazione della capacità interzonale che viene allocata nell'orizzonte temporale infragiornaliero;
- la possibilità di introdurre – su base regionale – delle aste complementari alla contrattazione continua.

L'adesione del mercato italiano al progetto XBID ed al single intraday coupling comporta pertanto modifiche alla gestione del mercato infragiornaliero nazionale, introducendo, tra l'altro, la possibilità per gli operatori di accedere alla negoziazione continua su scala europea fino ad H-1, la riduzione, da sette a tre, delle attuali sessioni MI ad asta implicita, nonché l'introduzione delle aste complementari regionali.

Al contempo, al fine di consentire agli operatori italiani di partecipare ai sistemi in negoziazione continua XBID è necessario introdurre una apposita piattaforma di trading locale (nel seguito: Local Trading System – LTS), nonché adottare modalità di negoziazione per portfolio zonale, come

necessario introdurre una apposita piattaforma di trading locale (nel seguito: Local Trading System – LTS), nonché adottare modalità di negoziazione per portfolio zonale, come previsto dal disegno di progetto, introducendo altresì una piattaforma di nomina dedicata che consenta all'operatore di allocare, sulle corrispondenti unità, il saldo complessivo delle negoziazioni determinatosi sul relativo portafoglio zonale in esito alla contrattazione XBID. In qualità di Nominated Electricity Market Operator (NEMO) nazionale, il GME svolge in regime di monopolio le funzioni di gestore del mercato elettrico e, pertanto, lo stesso ai sensi del Regolamento CACM è chiamato a sviluppare e gestire il sistema LTS per interfacciare le attività di trading degli operatori italiani con il sistema di negoziazione europea XBID.

Per quanto premesso, al fine di realizzare un efficiente e tempestivo allineamento delle posizioni commerciali derivanti dalla negoziazione XBID effettuate sul LTS, l'ARERA con la presente delibera ha ritenuto opportuno assegnare al GME anche il compito di sviluppare e gestire la richiamata piattaforma di nomina, necessaria per l'avvio operativo del progetto, nonché funzionale al coordinamento tra MI ed MSD.

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha altresì disposto che ai fini dell'adesione del sistema italiano al single intraday coupling europeo, il GME e TERNA:

- diano attuazione, per quanto di rispettiva competenza, agli sviluppi ed approvvigionamenti necessari per l'adesione al progetto XBID, tenendo conto delle indicazioni espresse dal Regolatore nel provvedimento de quo;

- predisporgano, rispettivamente, le opportune modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, nonché alle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF), ed al Codice di Rete, adeguando inoltre la Convenzione in essere tra GME e TERNA - stipulata ai sensi della deliberazione n.111/06 - al fine di disciplinare i diritti e gli obblighi connessi allo scambio dei nuovi flussi informativi conseguenti alla gestione del processo di integrazione XBID ed alla gestione delle aste complementari regionali infragiornaliere.

GAS

Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR): nuove modalità di conferimento della capacità annuale e pluriennale sui comparti OLT e GNL Italia” | del 16 luglio 2019 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=408>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 16 luglio 2019, sono entrate in vigore le versioni aggiornate delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento n. 03, 07, 10 e 12 di cui al Regolamento della Piattaforma di Assegnazione

della Capacità di Rigassificazione (PAR), modificate al fine di disciplinare le nuove modalità di svolgimento, sui comparti “OLT” e “GNL Italia”, delle procedure di conferimento della capacità annuale e pluriennale, definite di concerto con l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, in conformità alle previsioni introdotte dalla medesima Autorità con deliberazione n. 234/2019/R/GAS.

Comunicato del GME | “Aggiornamento della DTF n. 18 MGAS” | del 1 agosto 2019 I Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=409>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 1° agosto 2019, è stata pubblicata la versione aggiornata della DTF n. 18 MGAS, contenente i nuovi criteri per la selezione degli operatori “Liquidity Provider” (LP) chiamati a svolgere l'attività di market making.

In particolare, le modifiche prevedono che, per l'aggiornamento dell'elenco degli LP previsto a partire dal prossimo semestre, si tenga conto non solo delle quantità negoziate nel periodo precedente l'aggiornamento, ma anche della qualità del servizio reso dagli LP già attivi in detto periodo.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III QUADRIMESTRE 2019” | del 2 luglio 2019 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=406>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che la “finestra temporale” relativa alla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali riferita al 3° quadrimestre 2019, è prevista nel periodo compreso tra il 1° agosto ed il 22 agosto 2019 dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

In particolare, nel suddetto periodo, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: “soggetti obbligati”), dovranno inviare - mediante la Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo settembre - dicembre 2019.

A tal riguardo, il GME ricorda che, come disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con Circolare n. 0014614 del 05 giugno 2018, sono esclusi dalla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali i depositi di GPL ad uso autotrazione.

1 National Regulatory Authority.

2 Transmission System Operator.

3 <https://www.arera.it/allegati/docs/19/323-19.pdf>

4 Cfr. Newsletter 123 febbraio 2019.

5 “Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento”.

Gli appuntamenti

16-18 agosto

Guangzhou International Solar Photovoltaic Exhibition

Guangzhou, Cina

Organizzatore: Guandong Grandeur International Exhibition Group

<http://www.pvguangzhou.com/index.php?lang=en>

19-22 agosto

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Monaco, Germania

Organizzatore: REEE

<http://www.reee.net>

20-22 agosto

International Conference on Energy, Environment and Economics

Edinburgo, Regno Unito

Organizzatore: World Energy and Environment Technology

<https://www.weentech.co.uk/fourth-iceee2019/>

21-23 agosto

International Symposium on Green Energy and Smart Grid

Chongqing, Cina

Organizzatore: APISE

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

30 agosto

ADRIREEF Adriathon Challenge

Ravenna, Italia

Organizzatore: Comune di Ravenna

<https://www.italy-croatia.eu/web/adrireef>

30-31 agosto

International Conference on Science & Technology Research

Roma, Italia

Organizzatore: Eurasia Research

<https://eurasiaresearch.org/conference/rome-icstr-30-31-aug-2019>

4-5 settembre

International Conference on Sustainable Development

Roma, Italia

Organizzatore: European Center of Sustainable Development

<https://ecsdev.org/conference/7icsd-2019>

7-8 settembre

International Conference on Renewable Energy, Engineering and IT Application

Istanbul, Turchia

Organizzatore: AETLEducation

<http://aetleducation.com/reeia-turkey-event-2019/>

8-13 settembre

Nature Inspired Engineering

Cetraro, Italia

Organizzatore: Engineering Conferences International

<http://www.engconf.org/conferences/civil-and-environmental-engineering/nature-inspired-engineering/>

11-13 settembre

Argus Americas Petroleum Coke Summit

Houston, TX, Usa

Organizzatore: Argus Media

<https://go.evnt.com/455896-0?pid=80>

12 settembre

Accordo sul clima di Parigi: sistemi di carica ed efficientamento energetico

Milano, Italia

Organizzatore: CEI

www.ceinorme.it

13-15 settembre

ecoMOB

Pescara, Italia

Organizzatore: Ecolife

www.ecobexpo.eu

18-19 settembre

Energy Forum 2K19

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Lexis Conferences

<https://www.lexisconferences.com/energyforum#>

18-20 settembre

Annual Electricity Flexibility, Ancillary Services and Balancing Forum

Vienna, Austria

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/30oBEEem>

18-20 settembre

International conference on photovoltaics and energy systems

Exeter, Regno Unito

Organizzatore: World Energy and Environment Technology

<https://www.weentech.co.uk/icpes2019-important-dates/>

25 settembre

That's Mobility

Milano, Italia

Organizzatore: Reed Exhibition, Politecnico Milano

<https://www.thatsmobility.it/it-it.html>

2-3 ottobre

RE-Source 2019

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: WindEurope and SolarPower Europe

<http://resource-event.eu/>

14-16 ottobre

Global Transitions Conference 2019

Beijing, Cina

Organizzatore: Keai publishing & Tsinghua University

<http://www.keaipublishing.com/en/conferences/global-transitions/>

23 ottobre

Oil&NonOil

Roma, Italia

Organizzatore: Verona Fiere

<https://www.oilnonoil.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.