

**APPROFONDIMENTI**

# L'IMPATTO DEL COVID 19 SUL MERCATO DEL GNL

Di Agata Gugliotta (RIE)

Così come per altre commodities energetiche, anche il comparto del gas naturale liquefatto (GNL) ha risentito della crisi generata dalla pandemia di Covid 19. Marcata riduzione dei volumi esportati a causa dell'inevitabile calo dei consumi, crollo verticale dei prezzi (almeno fino a fine giugno), riduzione dei budget delle imprese, revisione dei piani di investimento e maggiore propensione alla flessibilità contrattuale da parte degli importatori sono le principali conseguenze nel settore di una crisi sanitaria ed economica che non ha precedenti.

## L'impatto sui fondamentali del mercato

I numeri sono eloquenti. Lato offerta, da gennaio a settembre, le esportazioni globali di GNL si sono contratte di circa il 15%, pari ad una riduzione intorno a 7 mld mc<sup>1</sup>.

Il taglio maggiore è stato registrato negli Stati Uniti, con circa -30% di export e quasi 170 carichi cancellati, dove a differenza di altri paesi produttori vige un modello contrattuale che garantisce una più ampia flessibilità negli scambi. In caso di cancellazione di un carico, infatti, è previsto solo il pagamento di una liquefaction fee fissa, senza l'obbligo per il cliente di pagare il carico per intero. L'unica condizione vincolante è un preavviso di almeno 40 giorni, il che spiega perché gran parte delle cancellazioni sia avvenuta a partire da aprile e non immediatamente dopo l'imposizione delle misure di contenimento.

Ad eccezione del Qatar, che fra gennaio e luglio ha visto aumentare il suo output del 10%, di alcuni paesi africani (Nigeria, Angola e Camerun) e del sud est asiatico (Brunei

e Papua Nuova Guinea), particolarmente resilienti al calo della domanda, anche gli altri principali produttori di GNL sono stati costretti a ridurre i volumi esportati<sup>2</sup>. Da inizio anno, l'Australia ha commercializzato oltre 2 mld di mc in meno (-3% circa), dovendo fermare la produzione dell'impianto offshore di Prelude (da febbraio) e del treno 2 di Gorgon (inattivo da maggio). Solo nel secondo trimestre 2020, gli introiti dall'export di GNL si sono ridotti del 16%, così come a conoscere un sensibile calo è stata la produzione di gas che ha toccato il minimo da due anni<sup>3</sup>. L'Egitto, che dopo anni aveva ripreso ad esportare GNL nel 2018 a seguito dell'entrata in produzione del nuovo giacimento di Zhor, ha dovuto cessare la consegna dei propri carichi già da marzo, ancor prima degli Stati Uniti, per riprenderli solo ad agosto con un'unica metaniera inviata a Taiwan<sup>4</sup>.

Mentre la Malesia, particolarmente esposta sul mercato spot, ha visto ridursi marcatamente le proprie esportazioni, dimezzatesi a maggio rispetto ai valori di gennaio.

Appena al 60-70% il tasso di utilizzo della capacità di liquefazione di paesi come Indonesia, Oman e Trinidad e Tobago.

Per cercare di riequilibrare domanda e offerta, molti paesi produttori oltre che al taglio dell'export sono stati costretti a ricorrere massicciamente anche allo stoccaggio offshore sulle navi, pratica tradizionalmente diffusa per il petrolio. Già da febbraio il GNL stoccato risultava in crescita, un aumento registrato anche nei mesi seguenti, per un volume che nel secondo semestre ha contato fino al 9% del GNL scambiato.

continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ OTTOBRE 2020

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

### APPROFONDIMENTI

L'impatto del Covid 19 sul mercato del GNL

Di Agata Gugliotta (RIE)

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ai minimi storici per il mese di ottobre il Pun, pari a 43,57 €/MWh, che dopo quattro rialzi, registra anche una decisa riduzione mensile (-17,5% sul 2019 e -10,7% su settembre). Sul livello più basso per il mese in esame anche i volumi complessivamente contrattati nel MGP (23,4 TWh, -5,1%); solo in debole riduzione annuale, invece, quelli transitati in borsa, con la liquidità del mercato al 72,4% (+3,3 p.p.). In flessione mensile e annuale anche tutti i prezzi di vendita,

scesi a 42/45 €/MWh sulla penisola e in Sardegna e a meno di 53 €/MWh in Sicilia.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica aspettative di prezzi generalmente in calo, con il baseload di Novembre 2020 che chiude il periodo di contrattazione a 48,50 €/MWh (-5,4%). Non si arresta la riduzione annuale delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Invertendo le tendenze rilevate nell'ultimo quadrimestre, caratterizzato dalla progressiva risalita del prezzo dai minimi storici dei mesi primaverili e la contemporanea graduale convergenza verso i più elevati livelli del 2019, ad ottobre il Pun, pari a 43,57 €/MWh, torna a registrare una flessione mensile e un nuovo ampio divario annuale (-5,23 €/MWh, -10,7% su settembre e -9,25 €/MWh, -17,5% sul 2019). Entrambe le dinamiche riflettono soprattutto la decisa riduzione degli acquisti, ai minimi storici per il mese di ottobre, cui si somma, su base annuale, il netto incremento dell'offerta rinnovabile e su base mensile la

decisa crescita dell'import sulla frontiera settentrionale che compensa l'ulteriore aumento dei costi del gas al PSV (al massimo annuale, +1,93 €/MWh) e la riduzione dell'offerta più competitiva, soprattutto a ciclo combinato.

Dopo i rialzi degli ultimi mesi, tornano in riduzione mensile anche le quotazioni sulle principali borse europee limitrofe (-8/-10 €/MWh), con un nuovo allargamento dei differenziali con il prezzo del Nord.

L'analisi per gruppi di ore mostra riduzioni annuali analoghe dei prezzi per fascia oraria, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,16 (Grafico 1 e Tabella 1).

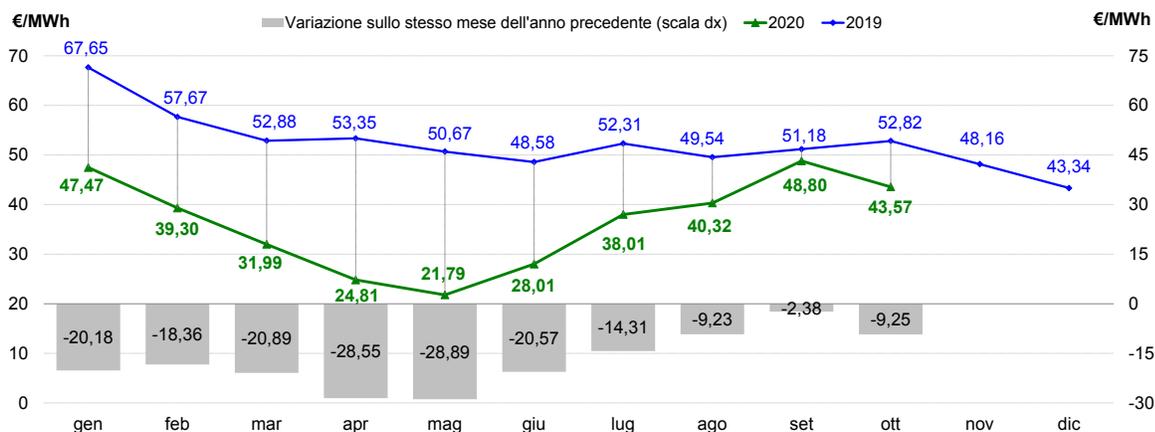
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>43,57</b>	52,82	-9,25	-17,5%	<b>22.779</b>	-0,6%	<b>31.448</b>	-5,1%	<b>72,4%</b>	69,1%
<i>Picco</i>	50,73	61,24	-10,51	-17,2%	27.032	-1,3%	38.074	-4,4%	71,0%	68,8%
<i>Fuori picco</i>	39,64	47,87	-8,23	-17,2%	20.444	+0,9%	27.812	-4,9%	73,5%	69,3%
<i>Minimo orario</i>	4,90	29,99			14.366		20.557		64,6%	61,0%
<i>Massimo orario</i>	78,68	99,61			29.323		42.002		79,8%	79,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

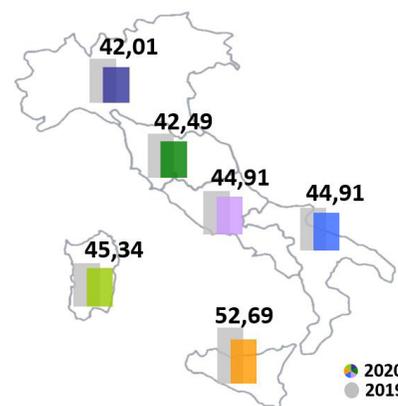
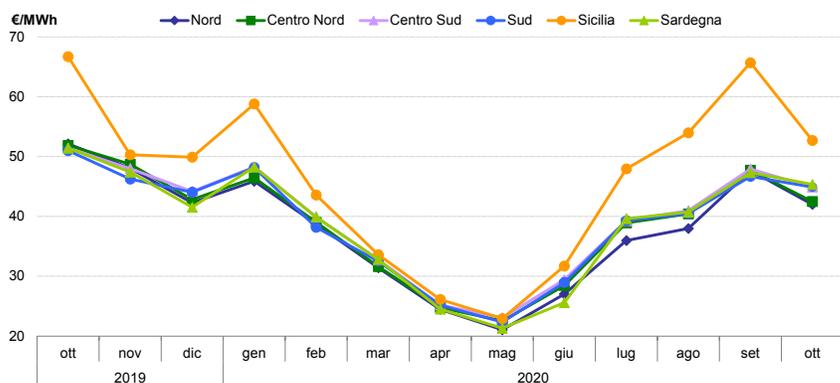


Il diffuso calo della domanda favorisce la riduzione di tutti i prezzi di vendita, attestatisi a 42/45 €/MWh sulla penisola e in Sardegna e a 52,69 €/MWh in Sicilia. In un contesto caratterizzato da limitazioni ai transiti interni alla penisola, le flessioni mensili e annuali risultano più intese nelle zone centro-settentrionali (-5/-6 €/MWh e -9/-10 €/MWh), sostenute

rispettivamente da una crescita dell'import e dell'offerta idrica. Ancora più decise le riduzioni del prezzo in Sicilia (-13/-14 €/MWh), in presenza di ridotte limitazioni all'interconnessione con il continente, con l'isola che importa fino a saturazione del transito con il polo di Rossano solo in meno di un terzo delle ore (-42 p.p. su settembre e -19 p.p. sul 2019) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Torna ad accentuarsi la flessione annuale dell'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,4 TWh (minimo storico per il mese), che dopo essersi attestata attorno al -2% nel precedente bimestre, scende ulteriormente al -5,1%.

In debole calo i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a

17,0 TWh (-0,6% sul 2019), mentre resta in doppia cifra la riduzione delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,5 TWh (-15,4%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato, pari al 72,4%, aumenta di 3,3 punti percentuali sul 2019, pur in calo di 0,9 p.p. su settembre (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.970.235</b>	<b>-0,6%</b>	<b>72,4%</b>
Operatori	10.527.214	-3,0%	44,9%
GSE	2.142.307	+1,7%	9,1%
Zone estere	4.300.715	+4,6%	18,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.458.762</b>	<b>-15,4%</b>	<b>27,6%</b>
Zone estere	99.371	-61,2%	0,4%
Zone nazionali	6.359.391	-13,8%	27,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.428.997</b>	<b>-5,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.188.467</b>	<b>+4,2%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.617.464</b>	<b>-1,5%</b>	

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.970.235</b>	<b>-0,6%</b>	<b>72,4%</b>
Acquirente Unico	3.083.837	-6,8%	13,2%
Altri operatori	10.347.316	+8,6%	44,2%
Pompaggi	2.987	-80,9%	0,0%
Zone estere	196.995	-72,4%	0,8%
Saldo programmi PCE	3.339.101	-4,5%	14,3%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.458.762</b>	<b>-15,4%</b>	<b>27,6%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.797.863	-12,0%	41,8%
Saldo programmi PCE	-3.339.101	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.428.997</b>	<b>-5,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>538.501</b>	<b>+12,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>23.967.497</b>	<b>-4,8%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Restano in calo, da agosto 2019, gli acquisti nazionali, pari a 23,6 TWh (-3,1% sul 2019), con variazioni negative indistintamente in tutte le zone, comprese tra -1,4% del Sud e -6,2% della Sardegna. In forte contrazione gli acquisti esteri (esportazioni), ai minimi da ottobre 2018, pari a 0,2 TWh (-72,4%), che si riducono soprattutto sulla frontiera greca, dove da fine settembre risultano azzerati i flussi, e su quella slovena, dove si dimezza sostanzialmente la frequenza di prezzi superiori a quello della zona Nord (54% delle ore) (Tabella 4). Lato offerta,

dopo i deboli segnali positivi di agosto e settembre, tornano in riduzione le vendite nazionali, pari a 19,0 TWh (-6,4%). A livello zonale in crescita solo la Sardegna (+9,2%), viceversa in evidenza le flessioni in doppia cifra di Sud (-11,0%) e Centro Sud (-18,8%). Ai massimi da aprile e in lieve aumento annuale le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,4 TWh (+0,8%), in particolare dalla Slovenia e dalla frontiera montenegrina che compensano la forte riduzione dei flussi dalla Svizzera (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.066.428	25.593	+5,2%	10.150.684	13.625	-3,5%	13.233.361	17.763	-3,5%
Centro Nord	2.127.112	2.855	-2,0%	1.556.123	2.089	-5,0%	2.513.970	3.374	-2,6%
Centro Sud	3.610.379	4.846	-29,3%	2.161.446	2.901	-18,8%	3.601.778	4.835	-2,2%
Sud	6.398.358	8.588	+4,6%	3.253.018	4.366	-11,0%	1.892.899	2.541	-1,4%
Sicilia	2.514.843	3.376	-7,5%	937.861	1.259	-4,1%	1.327.885	1.782	-4,3%
Sardegna	1.417.681	1.903	-10,7%	969.779	1.302	+9,2%	662.109	889	-6,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.134.801</b>	<b>47.161</b>	<b>-1,9%</b>	<b>19.028.911</b>	<b>25.542</b>	<b>-6,4%</b>	<b>23.232.002</b>	<b>31.184</b>	<b>-3,1%</b>
Estero	4.482.663	6.017	+1,6%	4.400.086	5.906	+0,8%	196.995	264	-72,4%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.617.464</b>	<b>53.178</b>	<b>-1,5%</b>	<b>23.428.997</b>	<b>31.448</b>	<b>-5,1%</b>	<b>23.428.997</b>	<b>31.448</b>	<b>-5,1%</b>

In termini di fonti, sulla nuova riduzione delle vendite nazionali pesa la decisa flessione delle fonti tradizionali (ai minimi per il mese di ottobre, -23,3% sul 2019), diffusa a livello zonale su tutte le componenti, ad eccezione del carbone in Sardegna (+46,4%), che risulta solo mitigata dalla netta crescita delle

vendite da fonti rinnovabili (viceversa ai massimi per il mese, +28,9%), tra cui in evidenza l'idrico al Nord (+51,8%) e l'eolico al Sud (+78,5%). La quota delle vendite rinnovabili sul totale sale dunque al 42,1%, guadagnando 11,6 punti percentuali, persi dal gas (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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.298</b>	<b>-24,4%</b>	<b>937</b>	<b>-13,7%</b>	<b>1.923</b>	<b>-29,1%</b>	<b>2.594</b>	<b>-28,1%</b>	<b>745</b>	<b>-12,6%</b>	<b>921</b>	<b>+4,9%</b>	<b>14.417</b>	<b>-23,3%</b>
Gas	6.448	-23,1%	866	-13,3%	853	-47,4%	2.220	-27,6%	675	-15,5%	340	-26,5%	11.402	-25,7%
Carbone	51	-87,5%	-	-	866	-0,6%	133	-49,6%	-	-	524	+46,4%	1.573	-17,0%
Altre	799	-7,7%	71	-17,8%	205	-6,2%	241	-14,2%	69	+32,9%	58	-0,5%	1.443	-7,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.989</b>	<b>+38,8%</b>	<b>1.152</b>	<b>+3,5%</b>	<b>954</b>	<b>+12,5%</b>	<b>1.773</b>	<b>+36,9%</b>	<b>514</b>	<b>+11,5%</b>	<b>381</b>	<b>+21,2%</b>	<b>10.762</b>	<b>+28,9%</b>
Idraulica	4.485	+51,8%	265	+12,9%	333	+4,7%	400	-1,9%	117	-6,1%	49	+23,0%	5.650	+38,5%
Geotermica	-	-	644	-1,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	644	-1,0%
Eolica	9	-40,5%	28	-13,6%	366	+32,4%	1.034	+78,5%	300	+21,6%	238	+19,1%	1.975	+46,3%
Solare e altre	1.495	+11,2%	214	+10,1%	255	+0,5%	338	+10,0%	98	+8,1%	93	+26,2%	2.492	+10,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>339</b>	<b>+135,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>+100,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>363</b>	<b>+132,8%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.625</b>	<b>-3,5%</b>	<b>2.089</b>	<b>-5,0%</b>	<b>2.901</b>	<b>-18,8%</b>	<b>4.366</b>	<b>-11,0%</b>	<b>1.259</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1.302</b>	<b>+9,2%</b>	<b>25.542</b>	<b>-6,4%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

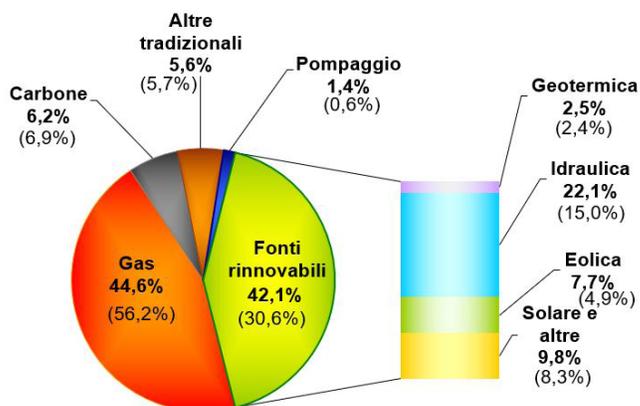
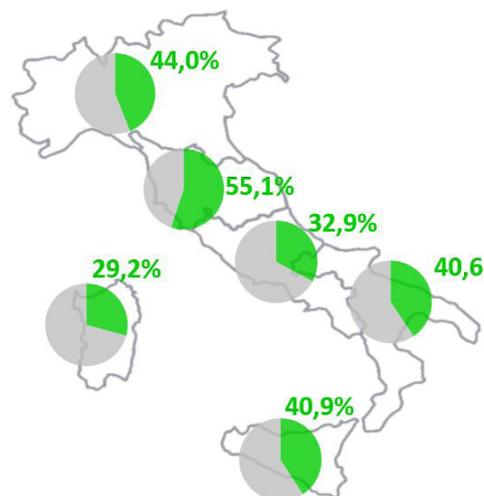


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.919 MWh, in crescita di 240 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. L'aumento si concentra sulla frontiera slovena (+192 MWh) dove, in corrispondenza di una maggiore frequenza di prezzi inferiori al riferimento del Nord, i flussi in import tornano a superare il 90% delle ore (+60 p.p.) mentre

quelli in export si riducono a solo il 5% delle ore (-64 p.p.). Tra le altre due frontiere in coupling si osserva su quella francese, una decisa riduzione della capacità in import non utilizzata nell'ultima decade del mese, quando sale a quasi 8 €/MWh il differenziale negativo tra la quotazione transalpina e il prezzo del Nord contro meno di 2 €/MWh della restante parte del mese (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	2.683 (2.209)	2.159 (2.124)	96,6% (98,3%)	53,4% (87,2%)	1.161 (1.162)	486 (645)	3,0% (1,6%)	0,1% (0,7%)
Italia - Austria	280 (266)	273 (261)	94,5% (95,7%)	90,3% (92,9%)	118 (119)	106 (94)	1,1% (1,6%)	0,9% (0,8%)
Italia - Slovenia	622 (649)	488 (295)	90,3% (29,8%)	48,2% (3,0%)	668 (668)	175 (455)	5,1% (69,3%)	- (25,2%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

Gráfico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

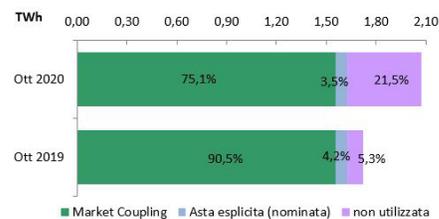
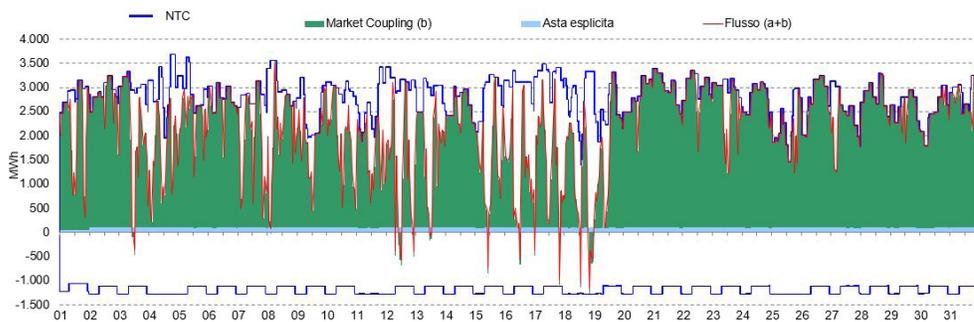


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

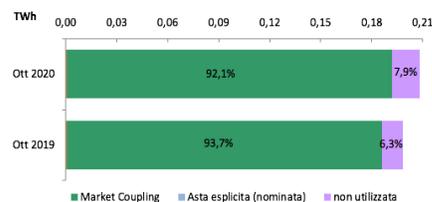
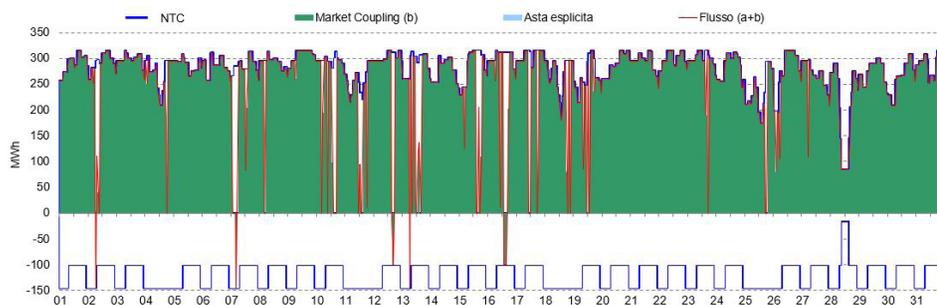
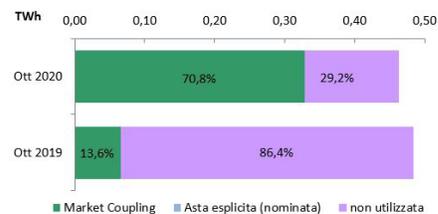
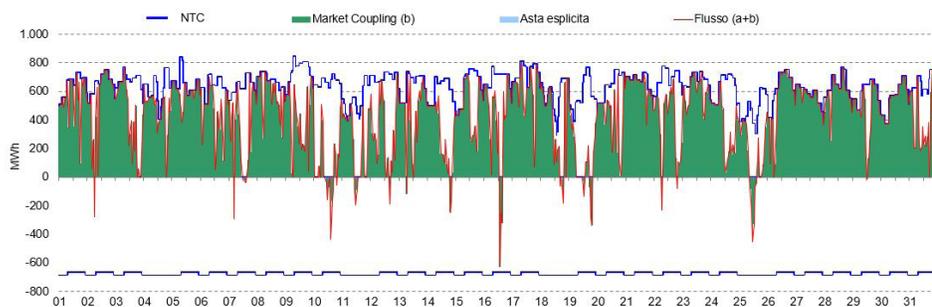


Gráfico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ad ottobre, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 43,75 €/MWh, torna in calo mensile e in netta riduzione annuale (-4,36 €/MWh, -9,1% e -8,28 €/MWh, -15,9%). Positivo, dopo cinque mesi, il differenziale con il Pun (+0,18 €/MWh)

(Gráfico 9). In crescita mensile, dopo quattro rialzi, anche i prezzi delle singole sessioni, ad eccezione di MI7 (+1,8%), compresi tra 43 €/MWh delle prime due sessioni e 50 €/MWh di MI7, tutti in calo annuale (-12/-18% fino a MI6 e -4% MI7). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse

ore mostra prezzi superiori su MI3 e MI4 (+2/+3%), ma soprattutto su MI7 (+7,8%) (Figura 1 e Grafico 10).

Ai massimi da dicembre e al terzo rialzo mensile e annuale, i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,3 TWh (+3,6% su settembre e +7,9% sul 2019). Ad eccezione di MI3 (-3,5%) la crescita annuale degli scambi interessa tutti i mercati, tra cui in evidenza MI7 (+31,5%) (Figura 1 e Grafico 10). Il meccanismo del market coupling

sulla frontiera svizzera alloca in asta implicita in export 40,9 GWh su MI2 e 6,9 GWh su MI6, complessivamente solo il 35% di quanto trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (minimo dall'avvio del meccanismo, -28 p.p. sul 2019). Le allocazioni in asta implicita in import risultano pari a 29,4 GWh su MI2 e a 9,7 GWh su MI6, pari al 39% di quanto transitato in vendita su tale confine (+25 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

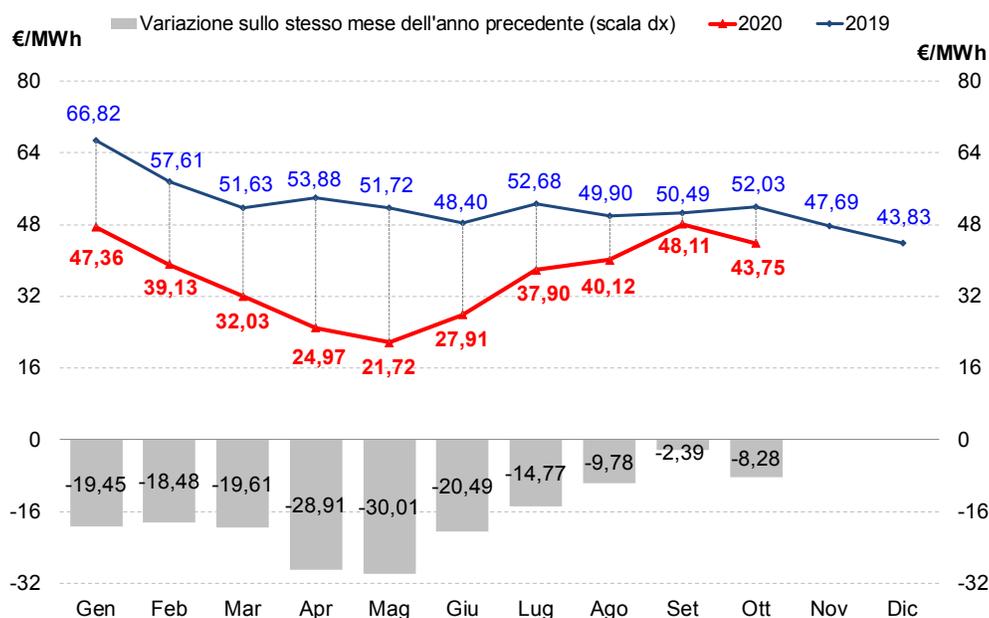
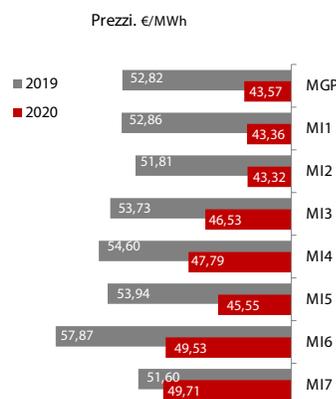


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

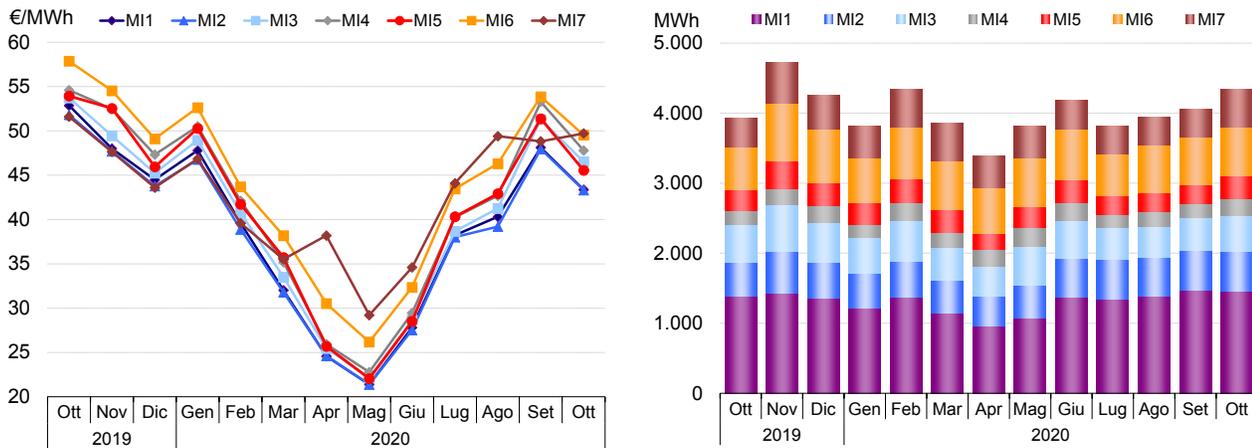
	Prezzo medio d'acquisto MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	43,57	52,82	-17,5%	23.428.997	31.448	-5,1%
<b>MI1</b> (1-24 h)	43,36 (-0,5%)	52,86	-18,0%	1.085.096	1.457	+5,2%
<b>MI2</b> (1-24 h)	43,32 (-0,6%)	51,81	-16,4%	419.627	563	+17,0%
<b>MI3</b> (5-24 h)	46,53 (+2,8%)	53,73	-13,4%	321.140	518	-3,5%
<b>MI4</b> (9-24 h)	47,79 (+2,5%)	54,60	-12,5%	119.241	240	+17,3%
<b>MI5</b> (13-24 h)	45,55 (-1,4%)	53,94	-15,5%	121.884	328	+7,7%
<b>MI6</b> (17-24 h)	49,53 (+0,2%)	57,87	-14,4%	173.086	698	+15,8%
<b>MI7</b> (21-24 h)	49,71 (+7,6%)	51,60	-3,7%	66.480	536	+31,0%



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

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

Fonte: GME



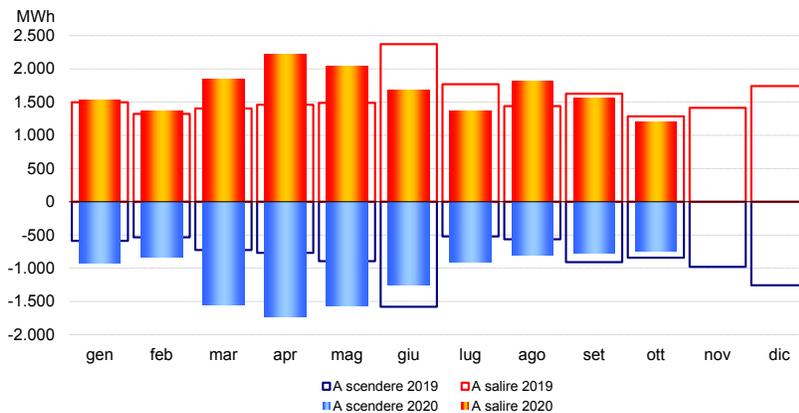
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Resta in calo il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 0,9 TWh (minimo in media oraria degli ultimi due

anni, -6,8% su ottobre 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere a 0,6 TWh (minimo da settembre 2019, -12,0%) (Gráfico 11).

Gráfico 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 72 negoziazioni (-19 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 12,1 GWh (-4,0 GWh), ancora tutte relative

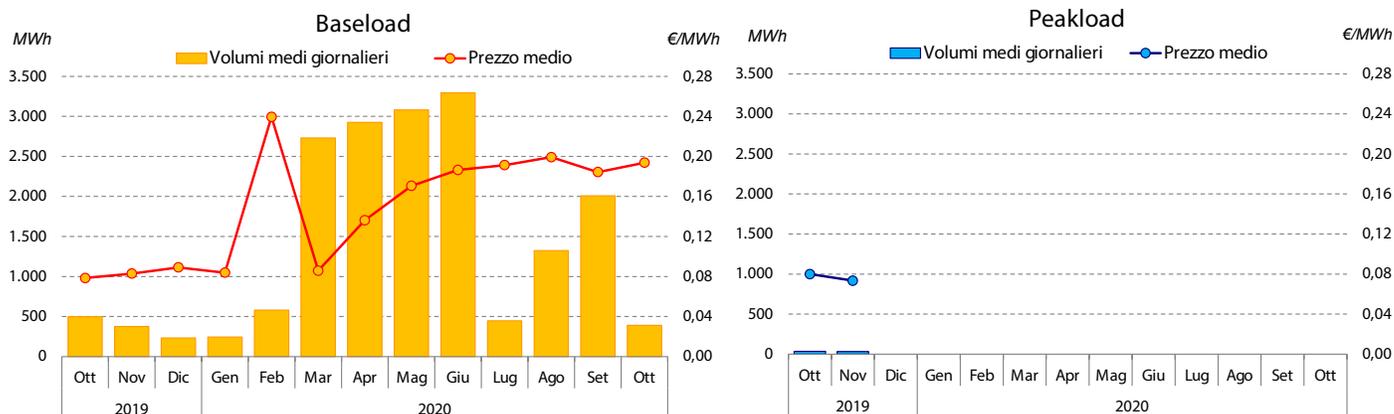
a prodotti baseload. Gli scambi, anche questo mese, si sono realizzati ad un prezzo medio doppio rispetto ad un anno fa, pari a 0,19 €/MWh (Figura 2).

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	72	31/31	0,19	0,12	0,51	12.087	390
	(91)	31/31	(0,08)	(0,07)	(0,09)	(15.428)	(498)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(21)	20/23	(0,08)	(0,07)	(0,09)	(696)	(35)
<b>Totale</b>	<b>72</b>					<b>12.087</b>	
	(112)					(16.124)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 5 negoziazioni, per complessivi 88,1 GWh, di cui 2 relative al peakload del prodotto Anno 2021, scambiato per la prima volta.

Prezzi di controllo generalmente in calo come anche la posizione aperta complessiva a fine mese, pari a 0,6 TWh

(-2,0% su settembre). Il prodotto Novembre 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 48,50 €/MWh sul baseload (48,16 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 52,75 €/MWh sul peakload (58,27 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 101 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Ottobre

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
Novembre 2020	48,50	-5,4%	1	3	-	3	-40,0%	137	98.640
Dicembre 2020	43,02	-14,5%	-	-	-	-	-	129	95.976
Gennaio 2021	49,28	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2021	48,41	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2021	47,12	-9,2%	1	5	-	5	-	8	17.272
II Trimestre 2021	41,64	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	49,35	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	49,54	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	46,93	-4,8%	1	5	-	5	-16,7%	54	473.040
<b>Totale</b>			<b>3</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>13</b>			<b>586.288</b>

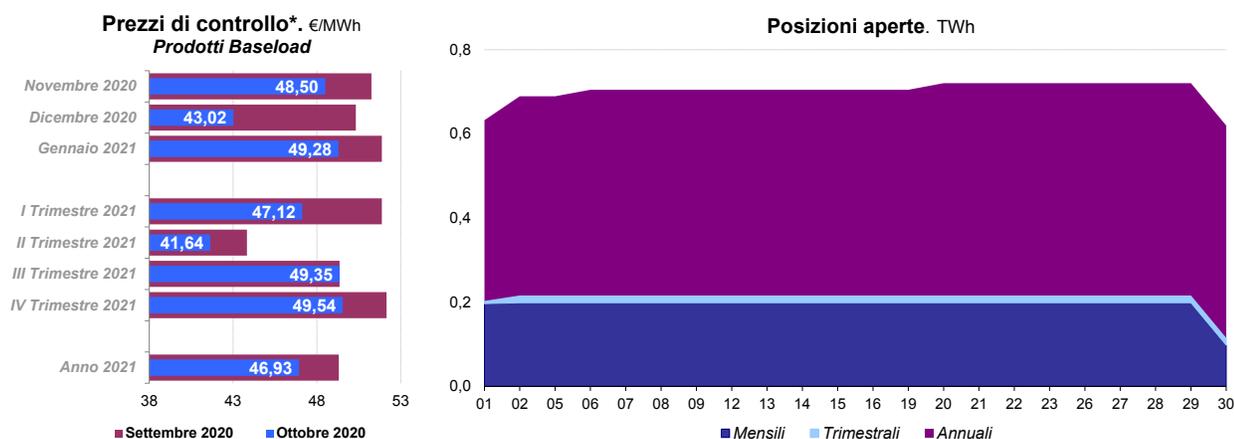
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Novembre 2020	56,79	-6,2%	-	-	-	-	-	8	2.016
Dicembre 2020	50,66	-12,1%	-	-	-	-	-	8	2.208
Gennaio 2021	55,70	-2,3%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2021	54,59	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2021	53,38	-6,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	44,18	-2,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	56,45	+4,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	58,29	-18,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	53,11	-6,9%	2	10	-	10	-	10	31.320
<b>Totale</b>			<b>2</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>10</b>			<b>33.528</b>
<b>TOTALE</b>			<b>5</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>23</b>			<b>619.816</b>

\* 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)

Alla decima riduzione annuale consecutiva, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2020 si attestano a 21,8 TWh (minimo in media oraria da maggio 2011, -12,0%), e si conferma ancora analoga la dinamica della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,4 TWh (-10,7%) (Tabella 8).

In calo il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,75 (minimo da maggio 2019, -0,03 su un anno fa) (Grafico 13).

In riduzione sul 2019 anche i programmi registrati nei conti in immissione (6,5 TWh, -15,4%) e in quelli in prelievo (9,8 TWh, -12,0%) e i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 6,0 TWh, -5,0% e 2,6 TWh, -5,6%).

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

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<b>Baseload</b>	6.162.362	- 6,6%	28,3%	Richiesti	8.543.193	-12,8%	100,0%	9.814.995	-11,9%	100,0%
<b>Off Peak</b>	65.197	- 27,2%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.631.939	-24,4%	42,5%	11.002	+47,7%	0,1%
<b>Peak</b>	56.292	- 60,3%	0,3%	Rifiutati	2.084.431	-3,3%	24,4%	17.132	+34,6%	0,2%
<b>Week-end</b>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.084.221	-3,2%	24,4%	13	+6034,5%	0,0%
<b>Totale Standard</b>	6.283.851	- 8,0%	28,8%	<b>Registrati</b>	<b>6.458.762</b>	-15,4%	<b>75,6%</b>	<b>9.797.863</b>	-12,0%	<b>99,8%</b>
<b>Totale Non standard</b>	15.380.260	- 13,7%	70,6%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.547.718	-41,6%	18,1%	10.989	+47,6%	0,1%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>21.664.111</b>	<b>- 12,1%</b>	<b>99,5%</b>	<b>Sbilanciamenti a programma</b>	5.960.659	-5,0%	-	2.621.558	-5,6%	-
<b>MTE</b>	<b>106.817</b>	<b>+6,1%</b>	<b>0,5%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>3.339.101</b>	<b>-4,5%</b>	-
<b>MPEG</b>	12.087	- 25,0%	0,1%							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>21.783.015</b>	<b>- 12,0%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.419.421</b>	<b>- 10,7%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A ottobre i consumi di gas naturale in Italia confermano il trend crescente dei due mesi precedenti (+4,2%), attestandosi tra i livelli più elevati degli ultimi quattro anni per il periodo in analisi. La crescita appare trainata dai consumi del settore civile (+43%), ai massimi dell'ultimo decennio per il mese di ottobre, favoriti anche dal calo delle temperature che ha caratterizzato il mese. Frenano, invece, i consumi del settore termoelettrico (-20%), in un contesto di domanda elettrica calante e di offerta rinnovabile in ripresa. Pressoché stabili, infine, i consumi del comparto industriale.

A fronte di un modesto incremento delle importazioni (+1%), l'aumento della domanda di gas naturale è stato compensato, anche questo mese, da minori iniezioni nei siti di stoccaggio (-51%), mentre riprendono le erogazioni, seppure poco significative. In flessione la produzione nazionale (-14%), in

aumento le esportazioni (+7%). La giacenza si conferma sui livelli più alti dell'ultimo decennio per ottobre, primo mese dell'anno termico 2020/2021 (+0,4% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati segnano il secondo valore più alto di sempre (10,7 TWh), in consistente aumento sia sul mese precedente che su base annua, e spingono la quota sul totale consumato al 19%. Ai massimi storici gli scambi sul MI-Gas a negoziazione continua (5,1 TWh) e in significativa ripresa congiunturale anche tutti gli altri mercati title; ancora in calo le negoziazioni su MGS. Le quotazioni a pronti, al quarto rialzo consecutivo, si portano sui livelli più elevati da inizio anno, in linea con le dinamiche al PSV (13,6 €/MWh). Riprendono, su livelli modesti, gli scambi su MT-GAS.

## IL CONTESTO

Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia segnano il terzo aumento consecutivo su base annua (+4,2%, il più alto da oltre un anno), portandosi a 5.396 milioni di mc, livello tra i più alti degli ultimi nove anni per il mese in analisi. La ripresa della domanda appare trainata dai consumi del settore civile, anch'essi ai massimi dell'ultimo decennio per il periodo di riferimento (2.163 milioni di mc, +44%), la cui crescita risulta concentrata in particolare nella seconda parte del mese (+61% su base annua). Battuta di arresto, invece, per i consumi del settore termoelettrico che si collocano tra i valori più bassi per ottobre degli ultimi cinque anni (1.873 milioni di mc, -20%), penalizzati da una minore domanda di energia elettrica e una crescente offerta rinnovabile. Pressoché in linea con l'anno precedente, invece, i consumi del settore industriale (1.167 milioni di mc, -0,1%). In ripresa, ma ancora su livelli esigui, le esportazioni (193 milioni di mc, +7,3%). L'aumento della domanda favorisce un debole incremento su base annua delle importazioni (5.235 milioni di mc, +1%), concentrato nei flussi tramite gasdotto (+6%), ed un arretramento delle iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 185 milioni di mc (-51% e minimo dal 2010 per il mese in analisi), la cui quota sul totale prelevato scende al 3% (-4 p.p. sul 2019). In ripresa, ma poco significative, le erogazioni (33 milioni di mc). In calo, infine, la produzione nazionale

(314 milioni di mc, -14%). L'analisi dell'import per punti di entrata evidenzia la consistente crescita dei flussi a Mazara (+131%), che salgono sui valori più alti da febbraio 2019 (1.473 milioni di mc), e a Tarvisio (2.314 milioni di mc, +36%); segno negativo, invece, per gli altri punti di ingresso tramite gasdotto, tra questi Passo Gries registra la flessione più importante (23 milioni di mc, -98%) e l'inversione del flusso verso l'estero in nove giorni del mese, per complessivi 12 milioni di mc, in corrispondenza anche di una maggiore competitività del prezzo del gas italiano rispetto ai principali riferimenti continentali.

L'aumento dell'import dal Nord Africa e dalla Russia compensa, inoltre, i minori flussi tramite rigassificatori GNL (990 milioni di mc, -16%); in calo tendenziale le importazioni di gas al terminale di Panigaglia (127 milioni di mc, -22%) e a Livorno (164 milioni di mc, -53%), mentre si confermano in crescita quelle a Cavarzere (699 milioni di mc, +5%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 13.154 milioni di mc (anche ad ottobre sui livelli più elevati degli ultimi dieci anni), in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2019 (+0,4%); a fronte di un incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente, il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 97,7% (-0,1 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.235</b>	<b>55,4</b>	<b>+0,8%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.473	15,6	+131,2%
Tarvisio	2.314	24,5	+36,1%
Passo Gries	23	0,2	-98,0%
Gela	434	4,6	-14,3%
Gorizia	1	0,0	-86,2%
Panigaglia (GNL)	127	1,3	-21,7%
Cavarzere (GNL)	699	7,4	+5,2%
Livorno (GNL)	164	1,7	-52,5%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>314</b>	<b>3,3</b>	<b>-14,3%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>33</b>	<b>0,3</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.581</b>	<b>59,1</b>	<b>+0,4%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.167	12,4	-0,1%
Termoelettrico	1.873	19,8	-19,6%
Reti di distribuzione	2.163	22,9	+43,9%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	193	2,0	+7,3%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>5.396</b>	<b>57,1</b>	<b>+4,2%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	185	2	-51,3%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.581</b>	<b>59,1</b>	<b>+0,4%</b>

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

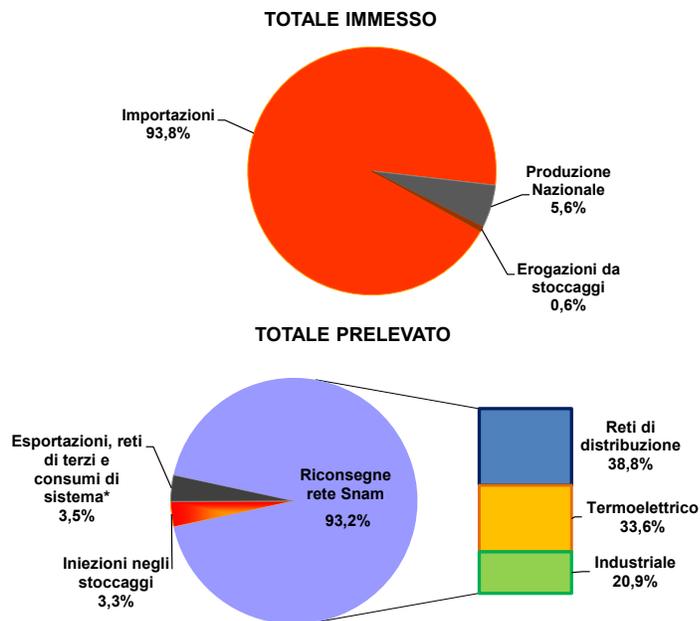
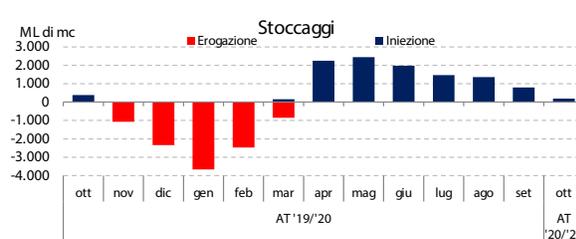
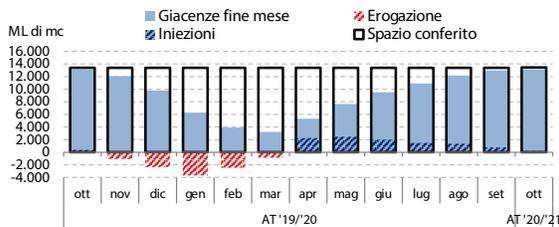


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/10/2020)</b>	<b>13.154</b>	<b>+0,4%</b>
Erogazione (flusso out)	33	-
Iniezione (flusso in)	185	-51,3%
<b>Flusso netto</b>	<b>153</b>	<b>-59,9%</b>
Spazio conferito	13.466	+0,5%
Giacenza/Spazio conferito	97,7%	-0,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV sale ai massimi da inizio anno (13,60 €/MWh, +2 €/MWh su settembre, +8 €/MWh dal minimo storico di giugno) e torna, dopo oltre un anno e mezzo, a superare, seppur di poco, anche il livello dell'anno precedente (+0,1 €/MWh, +0,6%). Più intense le dinamiche registrate dai prezzi dei principali hub europei, sia sull'orizzonte mensile che annuale, con la

quotazione al TTF che sale al massimo dallo scorso dicembre, pari a 13,91 €/MWh (+25% su settembre, +36% su ottobre 2019). Il riferimento olandese, inoltre, si riporta a distanza di due anni e mezzo sopra i livelli del PSV (+0,31 €/MWh): tale dinamica, che ha caratterizzato con poche eccezioni l'intero mese, risulta più evidente nella prima settimana di ottobre, quando il differenziale tocca il livello massimo di 1,4 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono a 10,7 TWh, secondo valore più alto di sempre, in aumento di circa il 39% sia rispetto al mese precedente che su base annua; la quota sul totale consumato sale al 19%, anch'essa tra i livelli massimi storici, guadagnando 4 p.p. su settembre e 5 p.p. su ottobre 2019.

L'incremento dei volumi scambiati, che sull'orizzonte mensile risulta favorito dalla performance dei mercati title, su base annuale appare trainato dagli scambi sui nuovi comparti AGS, in particolare day-ahead (2,6 TWh), e dal segmento a negoziazione continua di MI-Gas (+42%). Nel dettaglio, gli scambi intraday in continua salgono al massimo storico di 5,1 TWh (48% del totale negoziato a pronti), sostenuti soprattutto dalle maggiori movimentazioni lato acquisto del Responsabile del Bilanciamento, mai così alte dall'avvio del nuovo sistema del bilanciamento (2,4 TWh, quasi raddoppiate su settembre, circa triplicate su base annua), mentre risultano residuali le vendite del RdB (55 mila MWh); complessivamente i volumi movimentati dal RdB tornano a rappresentare circa il 50% del totale scambiato su MI-Gas a negoziazione continua, con un aumento sia congiunturale che tendenziale di oltre 11 p.p.. Dinamiche rialziste, ma meno intense, anche per gli scambi tra operatori diversi dal RdB, che si portano su livelli

molto elevati e pari a 2,6 TWh (+9% su settembre, +12% sul 2019). Ancora ridotta, ma su valori più alti rispetto ai mesi precedenti, l'operatività del comparto AGS intraday, con 306 GWh di volumi scambiati (12 sessioni). Tornano a crescere sul mese precedente (+39%), ma si confermano in flessione su base annua per il quarto mese consecutivo (-18%), i volumi scambiati su MGP-Gas a negoziazione continua (2,4 TWh), la cui quota sul totale a pronti scende al 22%.

Le quantità negoziate sul MGS aggiornano per il secondo mese il minimo storico, pari a 0,25 TWh, in calo del 14% su settembre e del 79% su base annua. La fase ribassista dei volumi per l'impresa Stogit trova riscontro nei minori acquisti da parte di Snam con finalità di Bilanciamento, che passano da 0,8 TWh di ottobre 2019 a 0,03 TWh, e nei ridotti scambi tra operatori terzi (0,14 TWh, -39%).

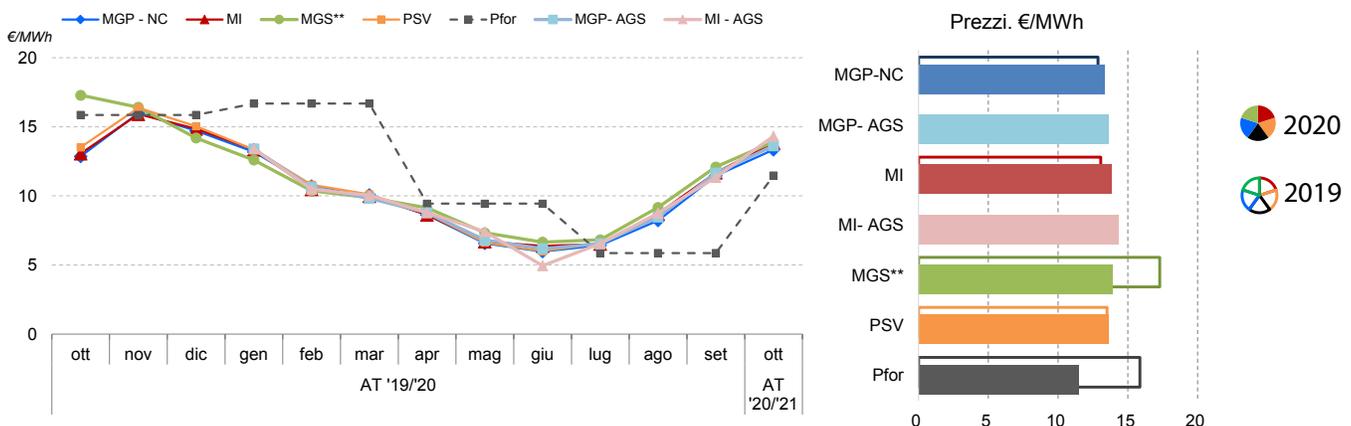
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, al quarto rialzo consecutivo dai minimi storici di giugno, segnano ovunque il massimo da inizio anno, registrando sui mercati title a negoziazione continua anche una ripresa su base annua (+4% su MGP-Gas, +6% su MI-Gas); in calo tendenziale solo MGS (-20%). I prezzi, seguendo il riferimento al PSV, variano tra i 13,34 €/MWh di MGP-Gas a negoziazione continua ed i 14,32 €/MWh del comparto AGS intraday.

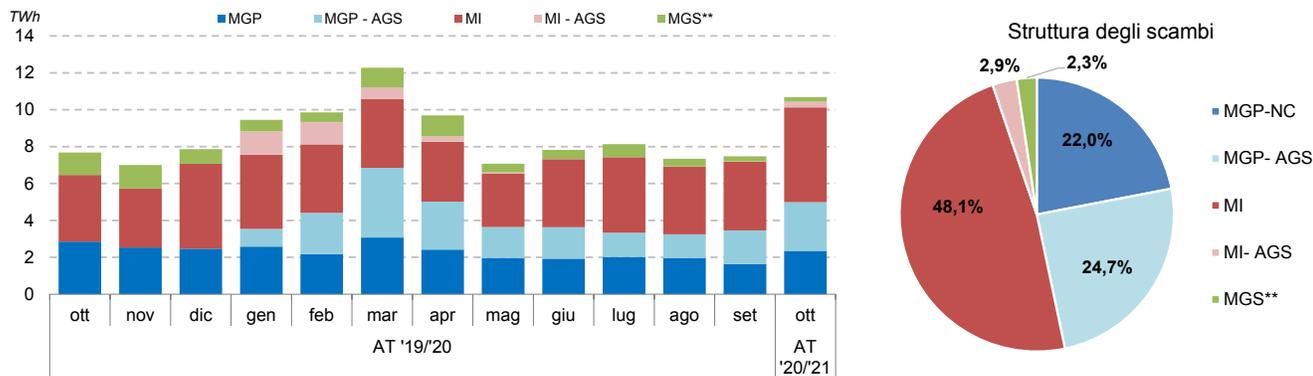
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGP</b>					
Negoziazione continua	13,34 (12,86)	10,65	15,25	2.348.520	(2.853.648)
Comparto AGS	13,63 (-)	11,30	15,20	2.643.072	(-)
<b>MI</b>					
Negoziazione continua	13,85 (13,06)	8,00	18,00	5.140.104	(3.610.920)
Comparto AGS	14,32 (-)	12,10	16,05	306.288	(-)
<b>MGS**</b>					
Stogit	13,91 (17,29)	12,60	15,25	251.072	(1.217.290)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





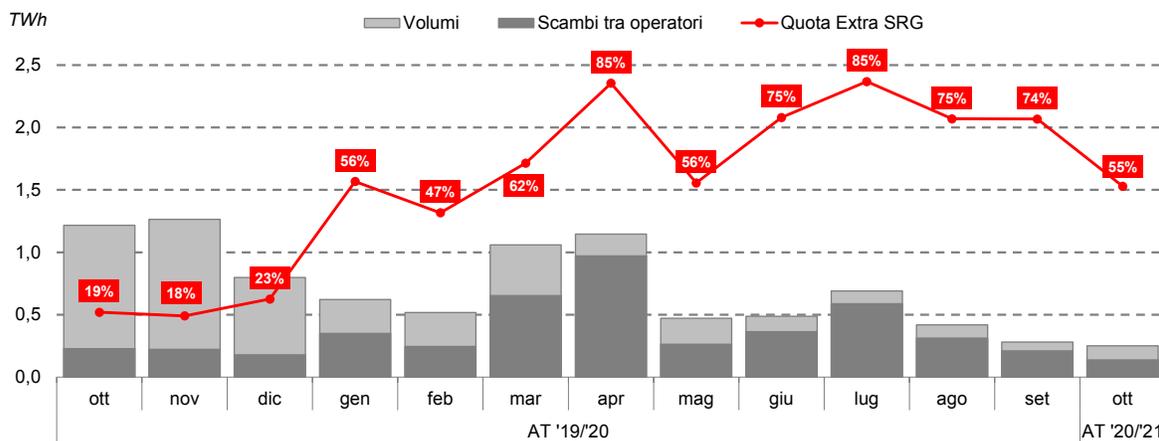
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice  
 \*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

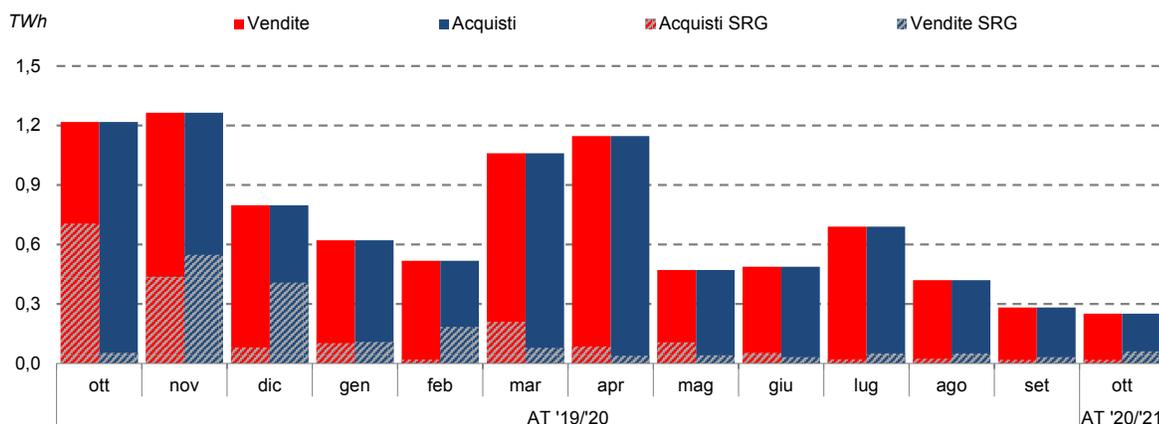
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>251.072</b>	(1.217.290)	<b>251.072</b>	(1.217.290)	-	(-)	-	(-)
SRG	26.690	(822.433)	86.116	(11.600)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	26.690	(329.933)	86.116	(11.600)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(492.500)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	224.382	(394.857)	164.955	(1.205.690)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre sono stati scambiati 3.024 MWh, tutti relativi al prodotto BoM. Il mensile M-2020-11 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 12,18 €/MWh, in linea con l'ultimo

riferimento di settembre. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 29 GWh (erano 39 GWh il mese precedente), mentre risultano stabili i prezzi di controllo di quasi tutti i prodotti negoziabili (BoM, +11%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2020-10	13,05	13,05	12,98	10,8%	1	3,024	-	-	3,024	-	408	816
BoM-2020-11	-	-	12,33	-	-	-	-	-	-	-	312	8.424
M-2020-11	-	-	12,18	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	9.360
M-2020-12	-	-	14,46	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	9.672
M-2021-01	-	-	14,21	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-02	-	-	15,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-01	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	120	10.800
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	11,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	15,78	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>1</b>	<b>3.024</b>			<b>3.024</b>		<b>744</b>	<b>28.896</b>

\* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a ottobre non sono stati registrati scambi per il

prodotto Dicembre 2020.

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre, a fronte di una quotazione del greggio al secondo calo consecutivo (40,01 \$/bbl, -2%), si riscontrano incrementi per tutte i principali combustibili scambiati in Europa. Crescono, infatti, sia l'olio combustibile (299,95 \$/MT, +4%) che il gasolio (324,51 \$/MT, +3%), mentre il carbone prosegue la sua ascesa, iniziata a metà 2020, attestandosi ai massimi da circa un anno (56,95 \$/MT, +10%). Continua il

trend positivo anche per le quotazioni registrate ai principali hub europei del gas, con il PSV che, dopo due anni e mezzo, si attesta su livelli inferiori al TTF (rispettivamente 13,60 €/MWh e 13,91 €/MWh). Risultano in calo, invece, le principali borse europee dell'elettricità, con l'Italia che scende a 43,57 €/MWh perdendo circa l'11% su base mensile, e il 18% rispetto al 2019.

Ad ottobre si riscontra un andamento contrastato per le quotazioni del greggio e dei suoi principali derivati: il greggio, infatti, si attesta in calo per il secondo mese consecutivo (40,01 \$/bbl, -2%), confermando la perdita di circa un terzo rispetto ai livelli del 2019 (-34%). Risultano in rialzo, invece, i suoi derivati: l'olio combustibile si attesta a circa 300 \$/MT (299,95 \$/MT, +4%), il gasolio a 324,51 \$/MT (+3%). In calo anche le quotazioni a termine del petrolio con prezzi previsti sui 42 \$/bbl per i prossimi mesi e sui 44 \$/bbl per il

2021. Prosegue ininterrotta da maggio, invece, la crescita del carbone, ai massimi da novembre scorso (56,95 \$/MT, +10%), sebbene in lieve calo su base tendenziale (-5%). Tendenza confermata anche per i prossimi mesi, con quotazioni future sui 58/59 \$/MT. Infine il tasso di cambio euro/dollaro, stabile su base mensile (1,18 €/€), risulta in deciso apprezzamento sul 2019 (+7%), favorendo un incremento delle riduzioni tendenziali osservate sulle commodities nella loro conversione in euro.

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

Fonte: Refinitiv

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	40,01	-2%	-34%	41,90	41,97	0%	41,52	-2%	41,96	-2%	43,94	-3%
Olio Combustibile	USD/MT	299,95	4%	21%									
Gasolio	USD/MT	324,51	3%	-43%	331,50	332,13	-2%	335,26	-2%	339,75	-2%	361,53	-3%
Carbone	USD/MT	56,95	10%	-5%	57,00	58,05	5%	58,77	5%	58,48	3%	59,03	2%

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	33,99	-2%	-38%		35,65	-	35,25	-	35,58	-	37,04	-
Olio Combustibile	EUR/MT	254,82	4%	13%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	275,72	3%	-46%		282,11	-	284,59	-	288,15	-	304,79	-
Carbone	EUR/MT	48,38	10%	-11%		49,26	-	49,84	-	49,55	-	49,72	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	0%	7%	1,17	1,18	-	1,18	-	1,18	-	1,19	-

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

Fonte: Refinitiv



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

Fonte: Refinitiv

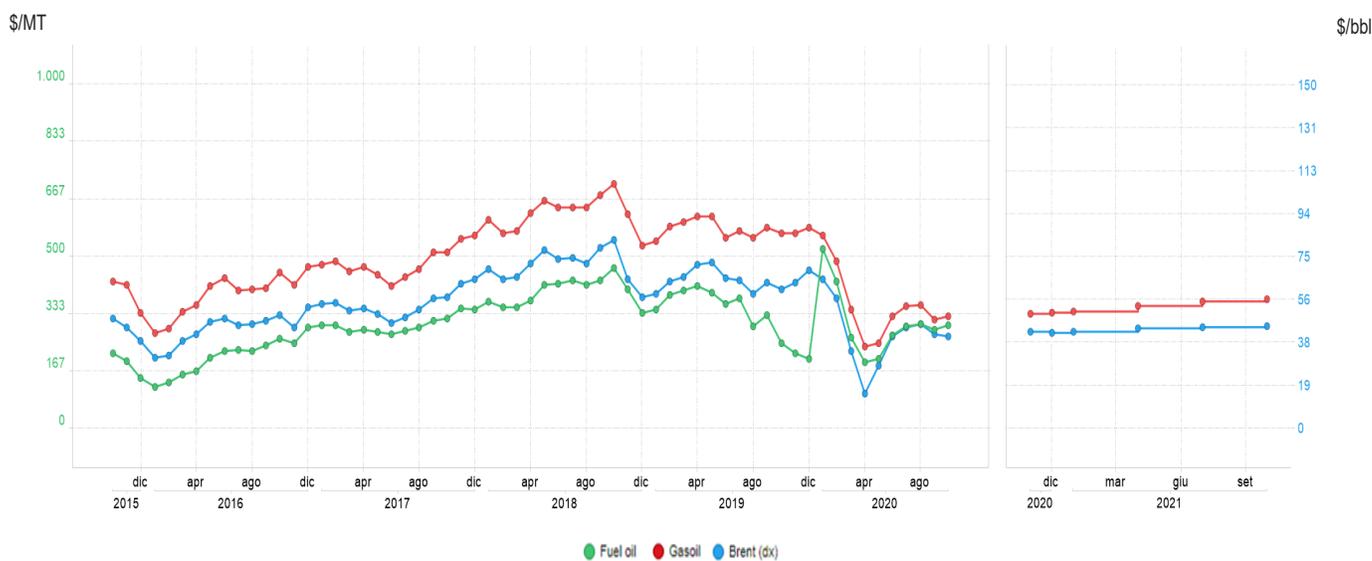
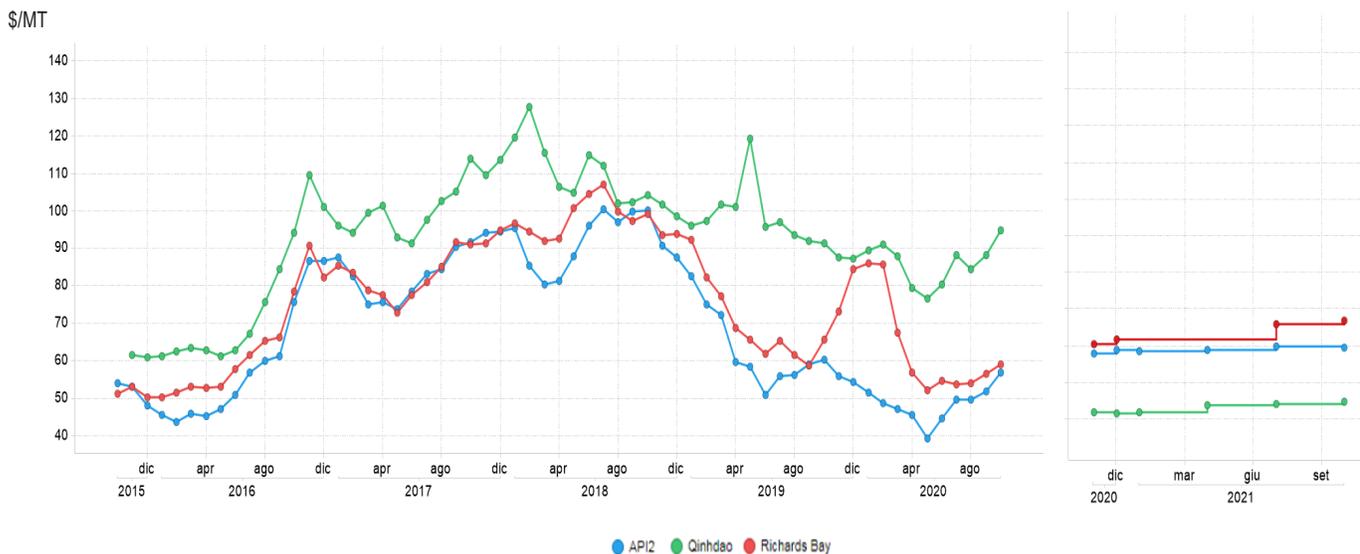


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



D'altro canto prosegue la crescita delle quotazioni registrate ai principali hub europei del gas: il PSV, al quarto aumento consecutivo, si attesta a 13,60 €/MWh (+16%), in rialzo anche rispetto al 2019 (+1%); apprezzamento ancora più intenso per il TTF (13,91 €/MWh, +25%), risultato superiore

al riferimento al PSV (+0,31 €/MWh). Andamento rialzista confermato anche dalle aspettative per i prossimi mesi, con il PSV che si dovrebbe attestare stabilmente sopra i 14 €/MWh, fino a superare i 15 €/MWh a gennaio 2021 (15,32 €/MWh).

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

Fonte: Refinitiv

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	13,60	16%	1%	12,10	14,08	3%	14,54	2%	15,32		14,42	-2%
TTF	NL	13,91	25%	36%	12,10	14,18	9%	14,46	6%	14,61		13,97	3%
CEGH	AT	13,01	15%	20%	12,24	13,71	5%	14,07	4%	14,40			
NBP	UK	14,39	28%	42%	9,72	11,58	10%	12,17	6%	12,41			

€/MWh



Bruschi ribassi, invece, per le quotazioni delle principali borse elettriche europee, che interrompono la progressiva crescita in atto da metà 2020. L'Italia si attesta a 43,57 €/MWh, in ribasso sia su base mensile (-11%) che tendenziale (-18%); cali su base mensile anche per le restanti borse, che si attestano su valori sostanzialmente compresi tra i 33,97 €/MWh della Germania (-22%) e i 38,23 €/MWh della Svizzera (-17%). Deprezamenti più contenuti, invece, su base tendenziale, con variazioni inferiori al 10% per l'area centro settentrionale

europea, più intensi in Spagna (-22%). L'area scandinava, infine, si conferma su valori tra i più bassi, con perdite limitate su base mensile (14,63 €/MWh, -7%), decisamente più intense in termini annui (-61%).

Le quotazioni a termine, sebbene riviste al ribasso, proiettano la borsa italiana su valori prossimi a 49 €/MWh per novembre e dicembre e sui 52 €/MWh per gennaio, con uno spread atteso con la Francia decisamente ridotto e addirittura negativo per gennaio (-3 €/MWh circa).

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

Fonte: Refinitiv

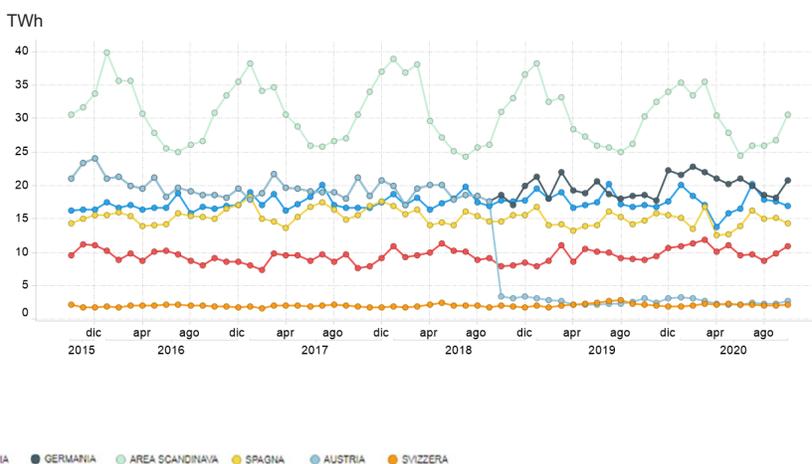
Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	43,57	-11%	-18%	46,00	48,63	-7%	48,84	-5%	51,75	0%	48,68	-1%
FRANCIA	37,89	-20%	-2%	42,00	46,87	-22%	49,27	-18%	54,88		44,21	-7%
GERMANIA	33,97	-22%	-8%	37,50	39,40	-8%	36,92	-8%	40,95		39,71	-4%
AREA SCANDINAVA	14,63	-7%	-61%	15,70	20,70	-15%	23,56	-10%	27,82		22,28	-8%
SPAGNA	36,56	-13%	-22%	40,50	42,31	-7%	43,33	-5%	45,84		44,55	-2%
AUSTRIA	35,51	-22%	-9%									
SVIZZERA	38,23	-17%	-4%									



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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,0	-7%	-1%
FRANCIA	10,9	7%	24%
GERMANIA	20,8	10%	12%
AREA SCANDINAVA	30,6	11%	1%
SPAGNA	14,4	-8%	-2%
AUSTRIA	2,7	13%	-13%
SVIZZERA	2,1	4%	-4%



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

Ancora contrastato l'andamento dei volumi scambiati sui mercati elettrici spot su base tendenziale: sostanzialmente invariate l'Italia (17,0 TWh, -1%), la Spagna (14,4 TWh, -2%) e l'area Scandinava (30,6 TWh, +1%), mentre calati intensi si

registrano in Svizzera (2,1 TWh, -4%) e Austria (2,7 TWh, -13%). In aumento, invece, i volumi scambiati in Germania (20,8 TWh, +12%) e, soprattutto, in Francia (10,9 TWh, +24%).

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio segna il massimo degli ultimi sette mesi (264 €/tep), in aumento di 1,2 €/tep su settembre. Più intenso il rialzo del prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (+31 €/tep) che supera i 248 €/tep, riducendo il differenziale con il corrispondente valore di mercato al minimo da inizio anno (15,5 €/tep). Crescono ancora gli scambi sul mercato (+48%), con la liquidità che però scende al 59%, in corrispondenza di contrattazioni bilaterali più

che raddoppiate. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio, pari a 0,12 €/MWh, mostra una nuova flessione, la terza consecutiva, confermandosi inferiore rispetto alle quotazioni bilaterali, in crescita a 0,30 €/tep. In calo sia gli scambi sul mercato (-44%) che sulla piattaforma bilaterale (-46%).

Nel mese di ottobre sono stati registrati scambi sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per 421 titoli al prezzo medio di 680 €/CIC.

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

A ottobre la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 264 €/tep, massimo dallo scorso aprile, in aumento dello 0,5% rispetto al mese precedente (+1,2 €/MWh). Sale il prezzo medio anche sulla piattaforma bilaterale, attestandosi a 248,5 €/tep (+14%), livello più alto da inizio anno; lo spread con il corrispondente valore di mercato risulta, pertanto, ridotto a circa 15,5 €/tep (-30 €/tep rispetto a settembre). La differenza tra i due principali riferimenti scende a 6 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali sale al 96% (+12 p.p.).

La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (261,00-

265,00 €/tep) sale al 65% (+25 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE salgono a 233,5 mila tep, in netto aumento rispetto a settembre, ma in calo rispetto ad un anno fa (-8%). La liquidità si riporta sotto il 60%, in flessione di circa 11 p.p. rispetto al mese precedente e stabile rispetto ad un anno fa, in corrispondenza di più consistenti dinamiche congiunturali e tendenziali delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (162 mila tep, +144% su settembre, -10% su ottobre 2019).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 63.438.205 tep, in aumento di 332.979 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 5.580.824 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	264,05	+0,5%	261,00	265,00	233.550	+48,4%	61,67	+49,1%	23.487	+58,2%	10,1%	+0,6 p.p.	4	-4
Bilaterali	248,54	+14,3%	0,00	263,96	162.080	+143,8%	40,28	+178,7%						
con prezzo >1	257,91	-0,1%	100,00	263,96	156.193	+178,9%	40,28	+178,7%						
Totale	257,70	+3,3%	0,00	265,00	395.630	+76,7%	101,95	+82,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

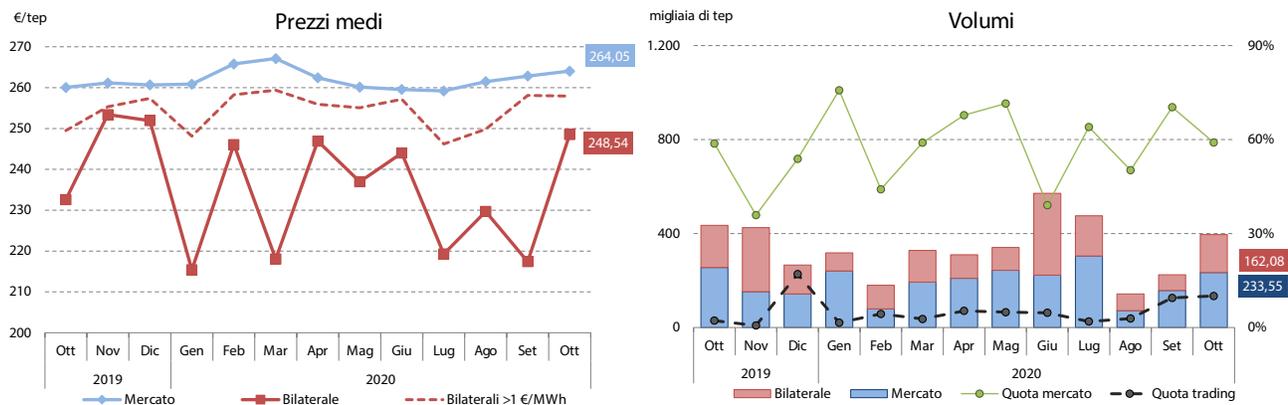
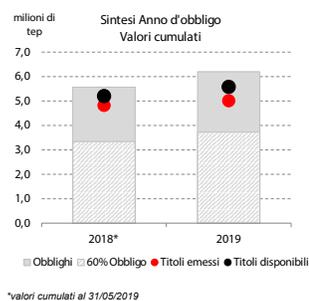


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante		Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*		Titoli disponibili**		Titoli emessi**		Titoli sul conto GSE**	
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep	€/tep	€/tep	€/tep	€/tep	€/tep	€/tep	tep	tep	tep	tep	tep	tep
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	€/tep	€/tep	tep	tep	tep	tep	tep	tep
68	261,18	3.428.797	1.946.712	256,09	1.700.223	250,00	5.580.824	63.438.205	1.190.923							

\*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. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.

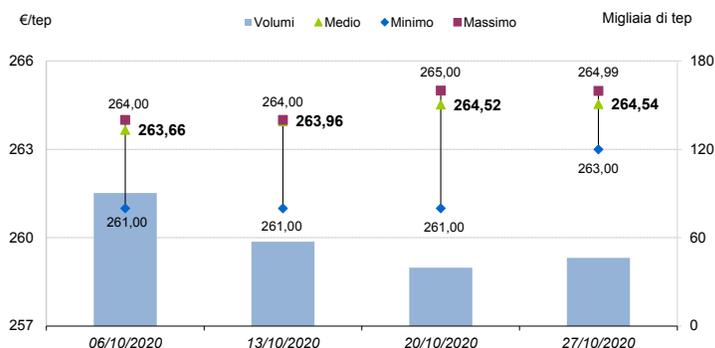


L'analisi delle singole sedute conferma un trend lievemente rialzista nel corso del mese, con il prezzo medio che passa dai 263,66 €/tep della prima seduta ai 264,54 €/tep dell'ultima. Lo spread tra il prezzo minimo

e massimo risulta mediamente pari a 3 €/tep, con un massimo a 4 €/tep nella seduta del 20 ottobre 2020. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 58,3 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A ottobre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia scambiata, scende a 0,12 €/MWh, in flessione del 20% rispetto al mese precedente, ed aggiorna il minimo per il nuovo periodo di contrattazione. Cresce, invece, il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,30 €/MWh, +28%), allargando così il differenziale con il riferimento di mercato a 0,18 €/MWh (+0,10 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie comprese tra i 0,10 €/MWh della categoria Solare ed i 0,14 €/MWh per la categoria Eolico (-20%). Le categorie Idroelettrico e Altro si attestano a 0,12

€/MWh, facendo registrare cali rispettivamente pari a -22% e -20%. Sulla PBGO, invece, cala solo la quotazione media del prodotto Eolico (0,39 €/MWh; -8%), mentre crescono le quotazioni della categoria Solare (0,43 €/MWh; +5%) e Idroelettrico (0,20 €/MWh; +17%). I volumi scambiati sul mercato segnano un netto calo, attestandosi a 130 mila MWh (-44% rispetto al mese precedente), con la liquidità che rimane invariata al 7% per effetto del contestuale calo dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (1,72 TWh, -46%).

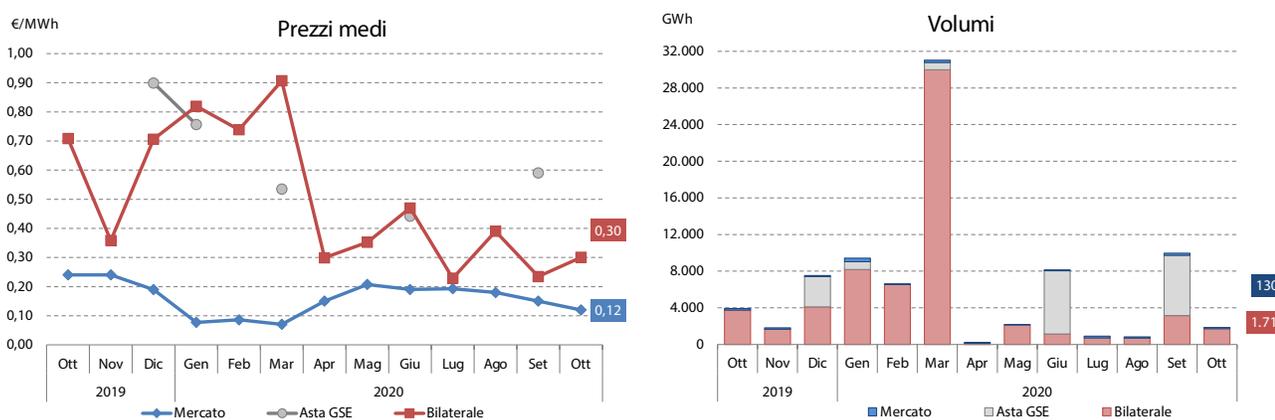
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,12	-20,3%	0,08	0,17	130.443	-44,1%	15.621	-55,5%
Bilaterali	0,30	+28,2%	0,00	1,25	1.719.297	-45,6%	516.903	-30,3%
con prezzo >0	0,31	+27,9%	0,01	1,25	1.693.343	-45,5%	516.903	-30,3%
<b>Totale</b>	<b>0,29</b>	<b>+25,8%</b>	<b>0,00</b>	<b>1,25</b>	<b>1.849.740</b>	<b>-45,5%</b>	<b>532.524</b>	<b>-31,4%</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

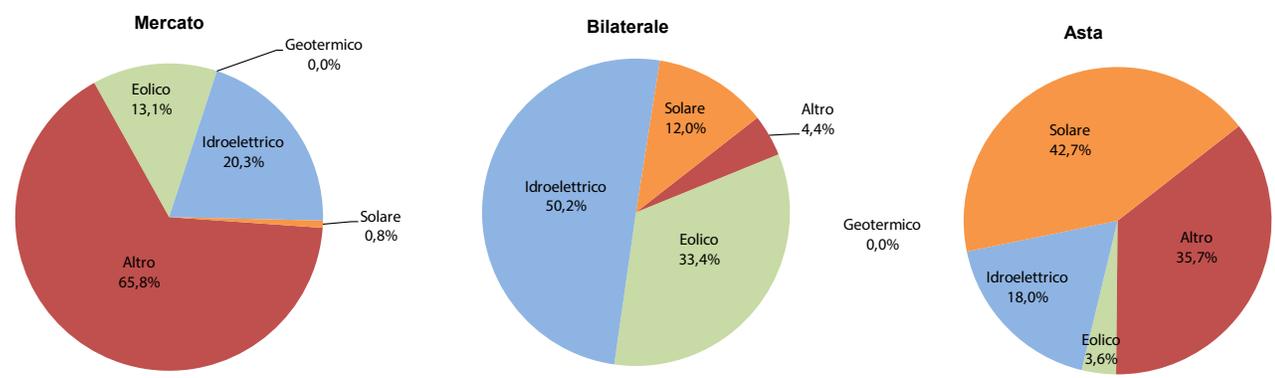


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia Altro rimane

predominante sul mercato (66%), mentre la tipologia Idroelettrico risulta quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (50%) e quella Solare in asta (43%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2020

Fonte: dati GME



**CERTIFICATI DI IMMISSIONE IN CONSUMO (CIC): mercato organizzato (MCIC)**

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) ad ottobre sono stati registrati, per la prima volta, 4 abbinamenti per un totale di 421 CIC, tutti relativi al prodotto Biocarburante 2020, ad un prezzo medio di 680 €/CIC.

Tabella 4: MCIC, dati di sintesi

Fonte: dati GME

		Prezzo			Volumi		Controvalore		
		Medio		Minimo	Massimo	N. CIC	Var. cong.	Controvalore	
		€/CIC	Var. cong.	€/CIC	€/CIC			€	Var. cong.
CIC	2019	-	-	-	-	-	-	-	
	2020	680,00	-	680,00	680,00	421	-	286.280	
CIC <sub>AV</sub>	2019	-	-	-	-	-	-	-	
	2020	-	-	-	-	-	-	-	

# L'IMPATTO DEL COVID 19 SUL MERCATO DEL GNL

Di Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

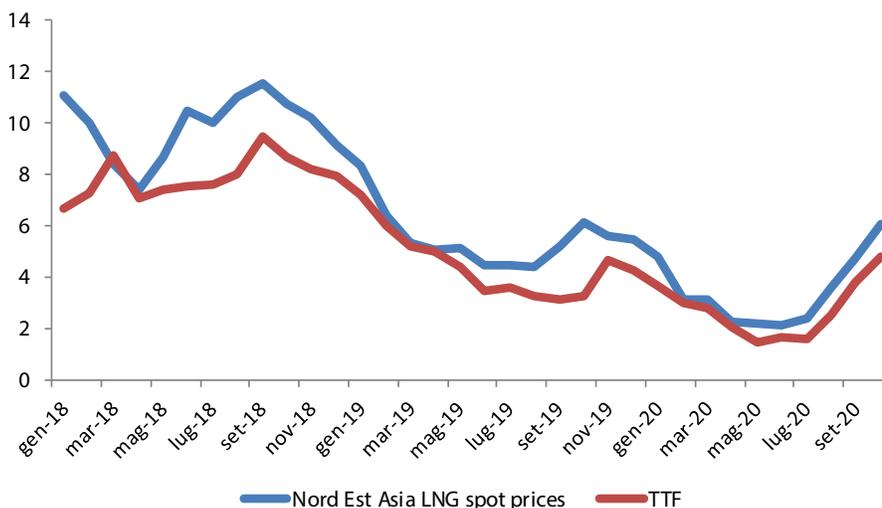
Lato domanda, il blocco delle attività produttive non essenziali, unito alla prosecuzione di un inverno eccezionalmente mite e ad una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nella generazione elettrica, ha determinato un calo dei consumi di gas naturale a livello mondiale mai registrato prima in questo mercato (-4% nel primo semestre 2020 vs stesso periodo 2019). A risentirne inevitabilmente è stato anche il GNL, in ragione della flessibilità che lo contraddistingue: nei primi 9 mesi del 2020 sono stati contrattualizzati solo 35 mld di mc a fronte dei 74 mld di mc del 2019 e dei 95 mld di mc del 2018 (fonte AIE).

Il disequilibrio domanda/offerta si è riflesso pesantemente sui prezzi esasperando un contesto già profondamente ribassista da oltre un anno: le quotazioni spot hanno conosciuto fino a tutto giugno un calo costante. Nel primo semestre del 2020,

infatti, i prezzi spot del GNL in Asia si sono contratti del 50% rispetto allo stesso semestre dell'anno precedente, toccando a fine aprile i minimi dal 2010. Tuttavia, nel terzo trimestre, in ragione di una ripresa dei consumi di buyers come Cina ed economie emergenti asiatiche, unitamente al fermo non pianificato di alcuni impianti di liquefazione, i prezzi sono rimbalzati, risalendo dai circa 2 doll/Mbtu di inizio luglio fino a 5 doll/Mbtu a settembre e superando poi i 7 doll/Mbtu a fine ottobre.

Anche in Europa si è riscontrato un andamento simile: il valore del TTF, benchmark per l'Europa continentale, dopo essersi dimezzato nei primi sei mesi dell'anno rispetto al pari periodo del 2019, è tornato a crescere nei mesi estivi e autunnali portandosi progressivamente dai 1,6 doll/Mbtu di giugno/luglio ai quasi 4,8 di ottobre.

Prezzi spot del GNL scambiato nel Nord Est dell'Asia e prezzi al TTF (valori mensili in doll/Mbtu)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Platts e World Gas Intelligence

## L'impatto sugli investimenti

Lo shock di domanda causato dal Covid 19, insieme all'amplificarsi della situazione di oversupply e al crollo dei prezzi, ha spinto le imprese O&G maggiormente colpite dal nuovo contesto a reagire come si fa sempre in queste occasioni: posticipare o ridurre gli investimenti e annunciare licenziamenti. Molti "developers" hanno comunicato ritardi di almeno uno/due anni per le FID (Final Investment Decision) dei progetti già approvati, mentre l'avanzamento previsto nell'anno di altri nuovi progetti è stato spostato nel tempo. Anche gli impianti attualmente in costruzione (circa 100 Mtpa<sup>5</sup>). potrebbero subire rallentamenti, al momento difficili

da quantificare anche per la difficoltà di prevedere i tempi della crisi sanitaria e nuovi eventuali lockdown che limiterebbero la disponibilità della forza lavoro<sup>6</sup>.

Se prima della pandemia si stimavano per il 2020 decisioni finali di investimento per oltre 70 Mtpa di nuova capacità di liquefazione, in linea con il 2019 che è stato un anno record in materia di progetti approvati, la previsione corrente invece indica al massimo una<sup>7</sup> o addirittura nessuna nuova FID per quest'anno. E lo scenario per il 2021 non sembra essere molto differente: una situazione che non si verificava dal lontano 1998.

(continua)

Adisincantare gli investitori, oltre ad un livello di prezzi ancora lontano dal valore di breakeven per i nuovi progetti stimato in 6-8 doll/MBtu<sup>8</sup>, vi sono una serie di fattori: elevati costi di realizzazione delle infrastrutture di liquefazione con periodi di ritorno molto lunghi; difficoltà di finanziamento dei progetti in ragione di una sempre maggiore propensione all'acquisto su base spot (si veda paragrafo seguente); vantaggio competitivo di alcuni producers come Qatar e Russia che possono contare sui prezzi di produzione nettamente più bassi; incertezze sul futuro della domanda di gas in uno scenario di decarbonizzazione. A livello regionale, ritardi nell'avanzamento dei progetti hanno interessato l'Australia, dove la compagnia Santos ha posticipato lo sfruttamento delle risorse di gas e condensati dal campo di Barossa, funzionali ad alimentare l'impianto di liquefazione già esistente di Darwin LNG. Ritardi anche per i piani di espansione in Papua New Guinea e per il treno 7 del Nigeria LNG, mentre Exxon Mobil

ha rimandato la FID per il progetto di Rovuma in Mozambico, attesa per il primo semestre di quest'anno.

A rischio potrebbero esserci anche i progetti di liquefazione della "second wave" negli Stati Uniti: si tratta di 16 impianti (vedi tabella), alcuni dei quali espansioni di infrastrutture già esistenti, per una capacità complessiva di quasi 200 Mtpa che sono stati approvati dalla FERC e dal DOE<sup>9</sup>, ma per cui non è stata ancora presa la FID. Se nel 2018 l'aspettativa era che almeno 10 progetti (circa 100 Mtpa) avrebbero raggiunto la decisione finale di investimento, oggi le previsioni sono molto più pessimistiche e solo 4 progetti sembrano, al momento, avere chance di essere costruiti. Per gli altri, Tellurian ha già annunciato che non prenderà la FID quest'anno relativamente all'impianto di Driftwood, ritardi sono previsti per il terminale di Port Arthur di Sempra e per l'espansione della fase 3 di Corpus Christi di Cheniere. Shell ha invece abbandonato il progetto di Lakes Charles.

Progetti di liquefazione negli USA\*

Progetto	Ubicazione	Mtpa
Driftwood LNG	Calcasieu, LA	30,4
Southern Union Lake Charles LNG	Lake Charles, LA	16,7
Magnolia LNG	Lake Charles, LA	8,2
Cameron LNG	Hackberry, LA	10,7
Port Arthur LNG Train 1&2	Port Arthur, TX	14,1
Freeport LNG Dev Train 4	Freeport, TX	5,5
Gulf LNG Liquefaction	Pascagoula, MS	11,4
Eagle LNG Partners	Jacksonville, FL	1
Venture Global LNG	Plaquemines Parish, LA	25,8
Texas LNG Brownsville	Brownsville, TX	4,2
Rio Grande LNG - NextDecade	Brownsville, TX	27,4
Annova LNG Brownsville	Brownsville, TX	6,8
Cheniere Corpus Christi LNG	Corpus Christi, TX	14,1
Sabine Pass Liquefaction	Sabine Pass, LA	nd
Jordan Cove	Coos Bay, OR	8,2
Delfin LNG	Gulf of Mexico	13,7
Total		198,3

\*Approvati dalla FERC e dal DOE per cui non è stata ancora presa la FID

Fonte: Elaborazioni su dati FERC e Center of Global Energy del Columbia SIPA

(continua)

### L'impatto sulle condizioni di vendita

L'attuale congiuntura, caratterizzata da volumi in eccesso e difficili da allocare con conseguente crollo dei prezzi spot, ha accelerato il processo di "commoditizzazione" del GNL già in atto da alcuni anni. Ciò si è tradotto in una progressiva transizione verso un mercato più liquido, in cui le contrattazioni di gas liquefatto che avvengono sulla base di accordi spot o di breve termine sono progressivamente cresciute, passando dal 19% del 2010 al 34% del 2019<sup>10</sup>. Espansione dell'offerta, soprattutto di quella flessibile proveniente dagli USA e dalla Russia, domanda meno prevedibile vista la concorrenza di altri fonti (rinnovabili in primis) e una maggiore partecipazione al mercato da parte delle principali società di trading sono alla base di questo trend. Parallelamente ai contratti di più breve durata, cresce il potere contrattuale dei buyers che richiedono sempre più insistentemente flessibilità nei contratti di vendita in termini di destinazione, durata, volumi da prelevare (vista anche la difficoltà di cancellazione durante la prima metà dell'anno), modalità di fissazione del prezzo dei carichi, queste ultime non più interamente legate al petrolio, ma con maggior rispondenza alle dinamiche dei fondamentali del gas.

Si tratta ovviamente di un processo lento e resiliente, infatti quest'anno i contratti con "fixed destination" hanno rappresentato oltre la metà tra quelli sottoscritti (dati AIE), ma comunque in divenire. Ciò anche in ragione del fatto che tra il 2021 e il 2025 dovrebbero giungere a scadenza contratti per circa 190 mld di mc, a cui si dovrebbero aggiungere ulteriori 300 mld di mc entro il 2030. Questi accordi andranno rinegoziati, offrendo una grossa opportunità di spuntare condizioni migliori sia per gli acquirenti tradizionali che per i nuovi entranti e i trader, quest'ultimi meno esposti alle logiche di sicurezza e continuità delle forniture.

Secondo l'AIE, in uno scenario al 2025 in cui la nuova capacità di liquefazione attualmente in costruzione entrerà in funzione (per un incremento del 20% rispetto a quella attuale) e contestualmente i contratti in essere giungeranno a scadenza, è verosimile stimare una quota superiore al 50% di contrattazioni flessibili, con clausole di destinazione meno stringenti.

### Quale scenario sul breve/medio periodo?

Gli eventi degli ultimi mesi, per la loro portata e per gli effetti ancora difficilmente quantificabili - visto il protrarsi della

pandemia - hanno inciso significativamente sull'andamento congiunturale di questo mercato e ne condizioneranno anche gli scenari futuri.

Se è vero che, nonostante una discesa del 15% dell'export di GNL rilevabile confrontando i valori del mese di settembre con quelli di gennaio, i primi 9 mesi del 2020 segnano comunque un aumento medio del 3% rispetto al pari periodo dello scorso anno, è tuttavia indubbio che il ritmo di aumento abbia subito un brusco rallentamento, se guardiamo ai tassi ben più elevati degli anni scorsi (es: +13 nel 2019 e +8% nel 2018).

Ad un Q1 2020 di crescita (+12% vs Q1 2019) e a una situazione di sostanziale stabilità nel secondo trimestre ascrivibile alla funzione dell'Europa come mercato di ultima istanza e all'abilità di alcuni buyers asiatici (Cina, India e Thailandia) di acquistare a prezzi convenienti sul mercato spot, è seguita una contrazione del 2% nel Q3, quando per numerosi esportatori non c'è stata altra scelta se non quella di tagliare l'output per mantenere il mercato in equilibrio.

Nei prossimi mesi, un inverno nella media (diversamente dal mitissimo 2019) e la necessità di ricostituire le scorte potrebbero sostenere la domanda, a condizione che le misure attuali siano sufficienti a contenere la diffusione del virus, e non si debba, al contrario, ricorrere a misure più restrittive o addirittura a nuovi lockdown. L'AIE per il 2020 indica una crescita annua del commercio internazionale di GNL del 2% vs il 2019, mentre un 3% è previsto per il 2021: una ripresa modesta e lenta, che si basa sull'ipotesi di un miglioramento della situazione economica e sanitaria.

E dopo? Più si estende il periodo di previsione, più quest'ultima diventa incerta. Prima dello scoppio della crisi gli scenari elaborati dalle principali compagnie e think tank convergevano sul fatto che fino al 2025 il mercato sarebbe rimasto ben fornito e la domanda di GNL sarebbe comunque continuata a crescere. Un assunto che potrebbe essere rivisto sia lato offerta che lato domanda: ritardi nella costruzione dei nuovi impianti e riduzione drastica delle nuove FID potrebbero contribuire a ridurre i ritmi di produzione e ad assorbire l'oversupply prima del 2025; ma dall'altro lato, l'eventuale rialzo dei prezzi, la possibile difficoltà degli importatori (specie dei previsti nuovi entranti) di dotarsi della capacità di ricezione adeguata e un'accelerazione verso politiche low carbon potrebbero contribuire ad un ridimensionamento del consumo di questa fonte.

<sup>1</sup> IEA, Global Gas Review 2020, ottobre 2020.

<sup>2</sup> Alla fine del 2019 i paesi esportatori erano 21.

<sup>3</sup> James Thornhill, Australia's \$200 Billion LNG Boom Wylaid by Covid and Cracks, Bloomberg, 07-09-20

<sup>4</sup> Elliott Stuart e James Leech, Talks resume on restarting Egypt's idled Damietta LNG facility: Eni, S&P Global Platts, 09-10-2020

<sup>5</sup> Erin Blanton, The impact of Covid 19 on LNG supplies, Center of Global Energy del Columbia SIPA, maggio 2020

<sup>6</sup> Shell, ad es., ha annunciato un taglio della forza lavoro nel progetto di costruzione del Canada LNG, lasciando in loco solo il personale essenziale. Negli Stati Uniti, secondo lo studio del Center of Global Energy del Columbia SIPA, un treno di liquefazione nella sua fase di picco richiederebbe una forza lavoro compresa tra 7.000 e 11.000 unità.

<sup>7</sup> Secondo fonti industriali e vari analisti, l'unico progetto che quest'anno potrà ricevere la FID è l'impianto di esportazione di GNL Costa Azul in Messico, operato dalla statunitense Sempra Energy. Ekaterina Kravtsova e Scott DiSavino, <https://br.reuters.com/article/us-Ing-exports-investment-analysis-idUSKBN2602PY>, Reuters

<sup>8</sup> IEA, World Energy Outlook 2020, ottobre 2020

<sup>9</sup> FERC è l'acronimo di "Federal Energy Regulatory Commission" e DOE di Department of Energy del governo USA.

<sup>10</sup> Fonte GIIGNL

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Comunicato del GME | “Nuova configurazione zonale attiva dal 1 gennaio 2021 – Prove in bianco” | del 27 ottobre 2020 Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, ai sensi di quanto disposto dall'ARERA con Deliberazione 103/2019/eel del 19 marzo 2019, dal 1 gennaio 2021 entrerà in vigore la nuova configurazione zonale della rete rilevante del mercato elettrico che prevede l'introduzione della nuova zona Calabria (CALA) e l'eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano (ROSN). Contestualmente, verrà altresì introdotta la zona virtuale “XGRE”, rappresentativa dei flussi di energia relativi al previsto avvio operativo del meccanismo di market coupling sulla frontiera fra Italia e Grecia.

Al fine di testare la nuova configurazione zonale, il GME ha pertanto organizzato, in data 4 novembre u.s., una sessione dedicata di prove in bianco che ha previsto nello specifico l'esecuzione di attività di test relativamente ai mercati MGP, MI1, MI2 e MSD1.

**Comunicato del GME | “Piattaforma RR – prove in bianco GME” | del 15 ottobre 2020 Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, facendo seguito a quanto comunicato da TERNA S.p.A. con riferimento all'avvio operativo, a decorrere dal 13 gennaio 2021, della Piattaforma RR<sup>1</sup>, organizzerà delle sessioni di prove in bianco con gli operatori interessati al fine di testare le connesse funzionalità sviluppate nell'ambito della piattaforma di mercato IPEX.

Tali sessioni di prove in bianco verranno effettuate nel periodo dal 10 novembre al 23 dicembre 2020, secondo tempistiche e modalità di svolgimento che saranno indicate dal GME sulla home page della piattaforma utilizzata per le attività di test, accessibile all'indirizzo web: <https://proveipex.ipex.it>.

**Deliberazione 13 ottobre 2020 n. 382/2020/R/EEL “Approvazione dell'accordo sul servizio di shipping relativo al coupling unico infragiornaliero ai sensi dell'articolo 68 comma 6 del Regolamento (UE) 2015/1222 – (CACM)” | pubblicata il 15 ottobre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/382-20.htm>**

Con la Deliberazione 382/2020/R/EEL l'Autorità di

Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), in coordinamento con tutte le altre autorità di regolazione europee, ha approvato l'accordo sul servizio di transit shipping relativo alla regolazione delle partite fisiche e finanziarie connesse agli scambi di energia tra le diverse controparti centrali coinvolte nel mercato infragiornaliero europeo.

Al riguardo, giova segnalare che il disegno del coupling unico infragiornaliero, così come definito nel Regolamento (UE) 2015/1222 (Regolamento CACM), prevede che, ai fini del corretto funzionamento del mercato, siano espletate diverse funzioni, tra le quali quella di “controparte centrale” e quella di “shipping agent”.

Con riferimento a tali funzioni, l'articolo 68, comma 6, del Regolamento CACM prevede in particolare la possibilità che - ai fini dello svolgimento dell'attività di shipping - un soggetto appositamente incaricato possa agire in qualità di intermediario fra diverse controparti centrali, qualora le parti in questione concludono a tal fine un accordo specifico.

Laddove dette controparti non dovessero raggiungere il sopracitato accordo, il medesimo Regolamento CACM prevede che siano le autorità di regolamentazione delle zone di offerta a dover decidere il contenuto dell'accordo di trasferimento (di seguito: shipping arrangement).

In considerazione del mancato raggiungimento dello specifico accordo tra le diverse controparti centrali europee, in data 15 settembre 2020, i regolatori europei hanno definito il contenuto dell'accordo sul servizio di shipping per il coupling unico infragiornaliero, prevedendo tra l'altro che: i) l'attuale e transitorio meccanismo di transit shipping (cd. rotational scheme) dovrà protrarsi sino all'entrata in operatività della soluzione a regime (cd. Enduring solution); e ii) i NEMOs ed i TSOs partecipanti al progetto Single Intraday Coupling UE (SIDC) trasmettano alle autorità di regolazione europee, entro tre mesi dalla pubblicazione del sopracitato shipping arrangements, un'analisi dettagliata costi/benefici su almeno tre differenti opzioni alternative rispetto all'attuale meccanismo transitorio, allo scopo di acquisire tutti gli elementi necessari per l'individuazione della soluzione a regime.

## AMBIENTALI

**Circolare ministeriale del 29 ottobre 2020 n. 24824 “Aggiornamento delle scadenze del sistema d'obbligo d'immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014, per l'anno 2020” | pubblicata il 29 ottobre 2020 | Download <https://www.gse.it>**

Con apposito comunicato, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) ha pubblicato, sul proprio sito internet, la Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) n.

24824 recante “Aggiornamento delle scadenze del sistema d’obbligo d’immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014, per l’anno 2020”.

Con tale circolare, il MISE ha nuovamente posticipato, al mese di gennaio 2021, la finestra temporale per la verifica dell’assolvimento degli obblighi di immissione in consumo di biocarburanti - di cui all’articolo 7, comma 7.2, del Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii. - in considerazione

delle difficoltà operative legate alla permanenza della situazione di emergenza COVID 19<sup>2</sup>.

A tal proposito, il MISE ha precisato che, ai fini dell’assolvimento degli obblighi per l’anno 2020, tutte le eventuali transazioni di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) dovranno essere registrate, all’interno dell’applicativo BIOCAR, entro e non oltre il 31 dicembre p.v..

<sup>1</sup> Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione di cui all’articolo 19 del Regolamento (UE) 2017/2195 realizzata nell’ambito del progetto T.E.R.R.E. (Trans European Replacement Reserves Exchange).

<sup>2</sup> A tal riguardo, giova ricordare che la presente Circolare fa seguito alla precedente comunicazione del MISE (Circolare n. 6767 del 18 marzo 2020) con la quale era già stata posticipata (dal mese di ottobre al mese di novembre 2020) la finestra temporale per la verifica dell’assolvimento degli obblighi .

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.