

**APPROFONDIMENTI**

## IL PRECARIO EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO

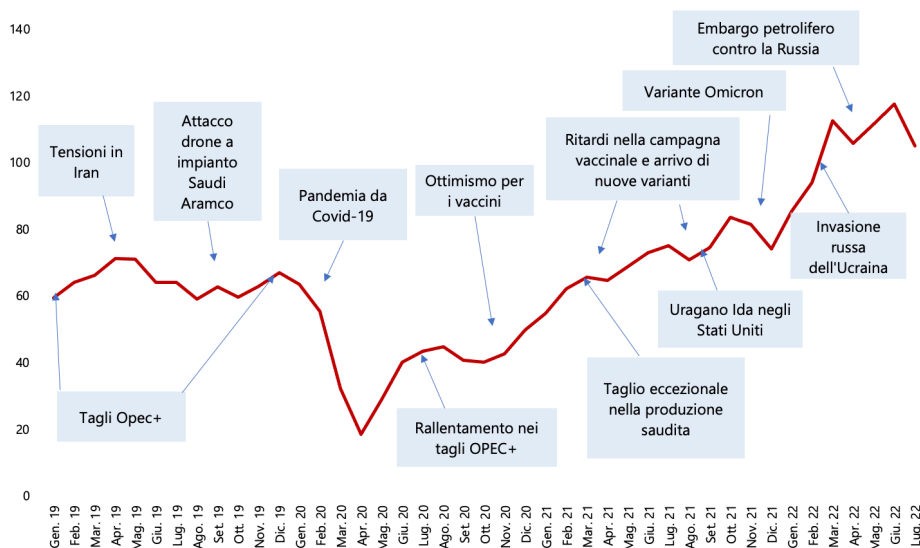
di Lisa Orlandi - RIE

Negli ultimi due anni, il mercato del petrolio ha subito stravolgimenti epocali. Sebbene mutamenti repentini dei prezzi siano tipici di questa industria, quello che differenzia la fase più recente rispetto al passato è il susseguirsi di fattori congiunturali di assoluta gravità che hanno palesato tendenze strutturali latenti e difficilmente modificabili. Con la pandemia, il mercato petrolifero ha conosciuto il momento più buio della sua storia, sotto il peso di un crollo della domanda senza precedenti e con prezzi del barile anche inferiori ai 10 dollari. Il quadro è completamente mutato nel 2021: con la fine del periodo più critico della crisi sanitaria e

la conseguente ripresa delle attività economiche, i consumi petroliferi hanno ripreso a correre su scala globale. Tuttavia, a fronte della ripartenza della domanda, l'offerta ha faticato a tenere il passo. Ne è derivato un consistente rialzo delle quotazioni che, tra l'inizio e la fine del 2021, hanno riportato un aumento del 60% passando da 50 a 80-90 doll/bbl. È in questo nuovo contesto che si innesta, a partire da fine febbraio 2022, la crisi russo-ucraina che ha determinato un ulteriore strappo al rialzo dei prezzi: da marzo, il Brent si attesta stabilmente al di sopra dei 100 doll/bbl, come non accadeva dal 2014.

Andamento del Brent Dated (doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE



continua a pagina 25

### IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ LUGLIO 2022**

Mercato elettrico Italia  
pag 2  
Mercato gas Italia  
pag 13  
Mercati energetici Europa  
pag 17  
Mercati per l'ambiente  
pag 21

**APPROFONDIMENTI**

*Il precario equilibrio del mercato petrolifero*  
di Lisa Orlandi (RIE)

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

**APPUNTAMENTI**

pagina 31

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il Pun si attesta a 441,65 €/MWh, riflettendo ancora l'elevato livello delle quotazioni del gas e mostrando una dinamica che resta in linea con quella osservata in gran parte delle borse elettriche europee. Nel sistema italiano si registrano, inoltre, acquisti a ridosso dei valori più alti dell'ultimo decennio (MGP: 28,1 TWh), con la liquidità del mercato al 72,0%, e livelli molto bassi per il periodo di volumi rinnovabili. Su base zonale i prezzi di vendita sono risultati compresi tra 420 €/MWh delle zone meridionali, Sicilia compresa, e 451 €/MWh di Nord e Centro Nord, con uno spread Nord-Sud ampio

e concentrato nell'ultima parte del mese.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 1,9 TWh (-12,9% su giugno), in calo sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID, nella quale si osservano oltre 121 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), prezzi in crescita per tutti i prodotti in contrattazione, con il baseload di Agosto2022 che chiude a 422,62 €/MWh (+25,4%). Ai massimi da inizio anno i volumi registrati nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

A luglio il Pun si attesta a 441,65 €/MWh, in corrispondenza di nuove tensioni sull'andamento delle forniture europee di gas, concentrate soprattutto a fine mese, quando il prezzo al PSV supera anche i 200 €/MWh. Tale dinamica si inserisce, tra l'altro, in un contesto connotato da una domanda in crescita sul secondo valore più alto degli ultimi 10 anni (superiore a 40 GWh in due terzi dei giorni lavorativi) e da una ridotta disponibilità di volumi rinnovabili. Nel

corso del mese il riferimento italiano è risultato allineato in circa il 37% delle ore alla quotazione francese, situazione verificatasi anche in gran parte delle ore connotate dai prezzi più alti.

Infine, nei singoli gruppi orari, il Pun si è mediamente attestato a 500,59 €/MWh nelle ore di picco e a 411,45 €/MWh nel fuori picco (per un rapporto picco/baseload salito a 1,13) (Grafico 1 e Tabella 1).

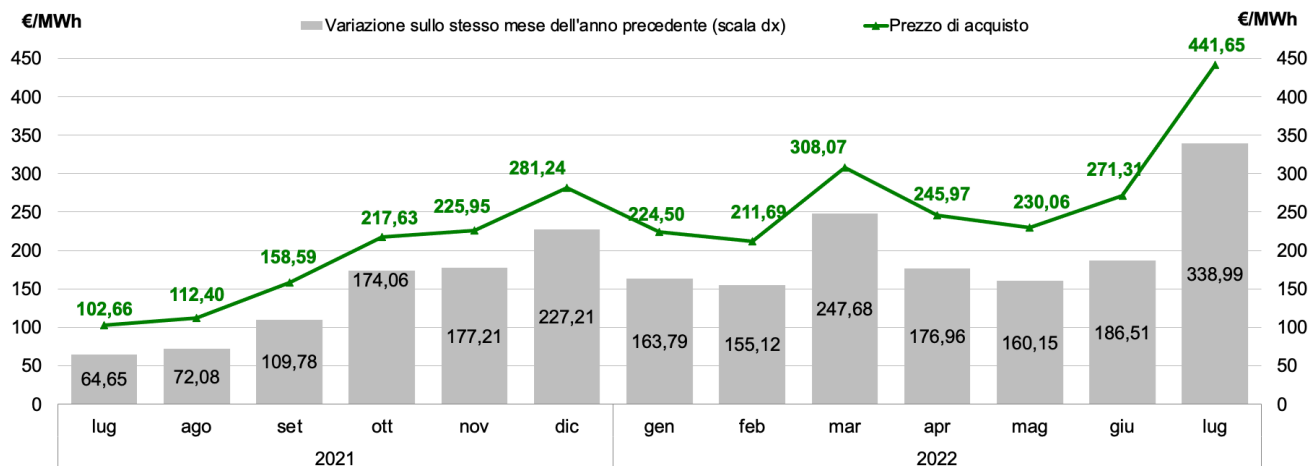
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>441,65</b>	102,66	+338,99	+330,2%	<b>27.168</b>	-5,5%	<b>37.719</b>	+3,1%	<b>72,0%</b>	78,6%
<i>Picco</i>	500,59	111,31	+389,29	+349,7%	32.890	-4,9%	45.543	+3,3%	72,2%	78,4%
<i>Fuori picco</i>	411,45	97,90	+313,55	+320,3%	24.238	-5,1%	33.711	+3,8%	71,9%	78,7%
<i>Minimo orario</i>	148,60	60,00			18.015		24.743		56,1%	69,9%
<i>Massimo orario</i>	651,00	148,59			36.734		50.032		85,4%	84,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



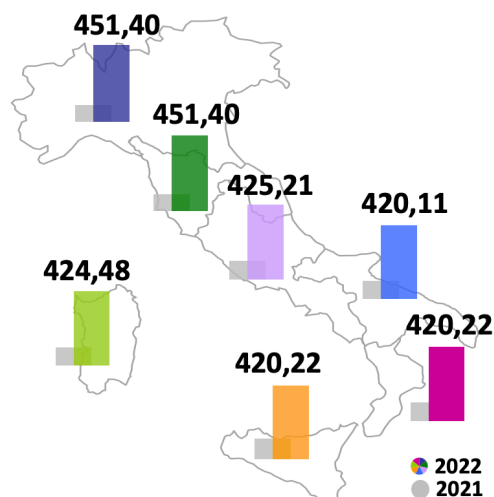
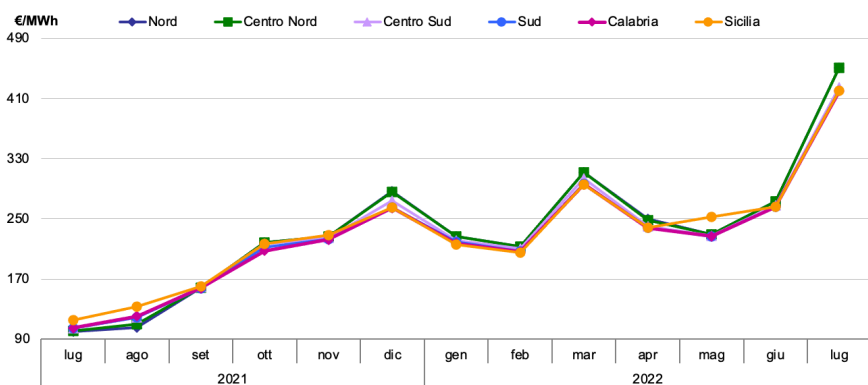
## I PREZZI ZONALI

A livello locale i prezzi di vendita risultano compresi tra 420,11 €/MWh del Sud e 451,40 €/MWh di Nord e Centro Nord, con un differenziale tra il meridione e il settentrione molto elevato

soprattutto nella seconda metà del mese, quando si osservano anche una riduzione della NTC sulla frontiera in coupling e una ridotta capacità di import dal Centro Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia sale a 28,1 TWh, livello inferiore solo al massimo registrato a luglio 2019 negli ultimi 10 anni. In crescita mensile i volumi transitati nella borsa elettrica del GME (20,2 TWh), ma

ancor più le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (7,8 TWh). In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato si attesta al 72,0% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

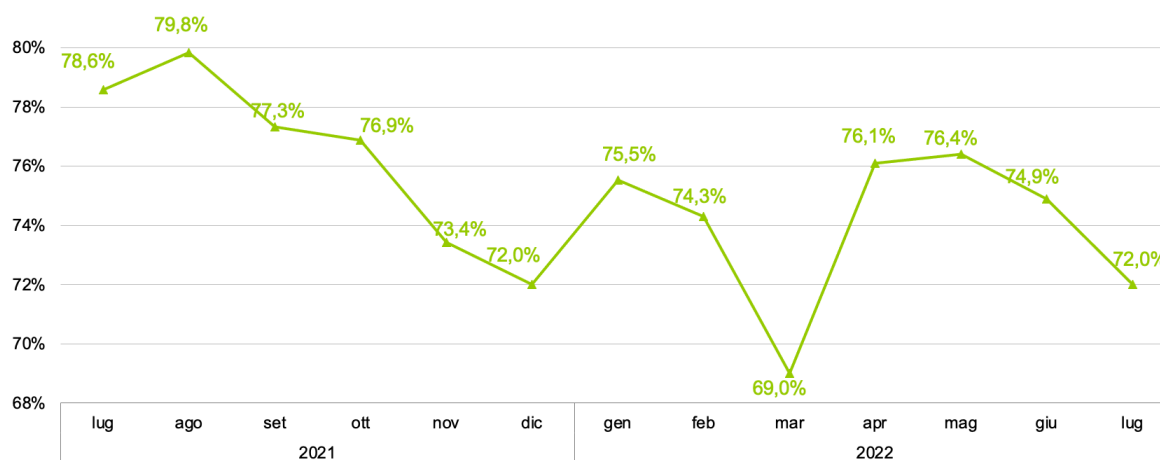
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>20.213.235</b>	<b>-5,5%</b>	<b>72,0%</b>
Operatori	12.848.865	-9,6%	45,8%
GSE	2.444.672	-4,9%	8,7%
Zone estere	4.890.674	+6,1%	17,4%
Saldo programmi PCE	29.025	-	0,1%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.849.729</b>	<b>+34,5%</b>	<b>28,0%</b>
Zone estere	44.280	-62,4%	0,2%
Zone nazionali	7.834.473	+37,0%	27,9%
Saldo programmi PCE	-29.025	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>28.062.964</b>	<b>+3,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>11.187.686</b>	<b>-25,4%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.250.650</b>	<b>-7,0%</b>	

	MWh	Variazione
<b>Borsa</b>	<b>20.213.235</b>	<b>-5,5%</b>
Acquirente Unico	2.530.540	-25,9%
Altri operatori	15.322.929	+15,4%
Pompaggi	4.268	+20,3%
Zone estere	200.281	+13,2%
Saldo programmi PCE	2.155.216	-52,3%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.849.729</b>	<b>+34,5%</b>
Zone estere	-	-
Zone nazionali AU	-	-
Zone nazionali altri operatori	10.004.945	-3,4%
Saldo programmi PCE	-2.155.216	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>28.062.964</b>	<b>+3,1%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>731.741</b>	<b>+36,9%</b>
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>28.794.705</b>	<b>+3,7%</b>

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali salgono a 27,9 TWh (massimo degli ultimi 10 anni) per effetto dello stagionale aumento della domanda diffusa a tutto il sistema e con una punta oraria superiore a 50 GWh, come mai accaduto negli ultimi 3 anni. Pari a poco più di 0,2 TWh, invece, gli acquisti

esteri (esportazioni). Il complessivo aumento degli acquisti risulta soddisfatto da una crescita sia delle vendite nazionali, pari a 21,0 TWh (massimo degli ultimi 3 anni), esteso a tutte le zone eccetto la Calabria, sia delle importazioni (4,9 TWh, massimo in media oraria da marzo 2021) (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	16.395.971	22.038	-22,7%	11.000.251	14.785	-11,8%	15.315.788	20.586	+2,4%
Centro Nord	1.446.996	1.945	-10,6%	1.287.698	1.731	-7,6%	2.414.501	3.245	+4,3%
Centro Sud	5.708.835	7.673	+20,5%	3.066.476	4.122	+14,3%	5.008.986	6.733	+2,1%
Sud	4.880.158	6.559	+23,0%	3.524.570	4.737	+34,9%	1.907.027	2.563	+5,7%
Calabria	2.149.875	2.890	-8,3%	1.379.996	1.855	-13,7%	579.164	778	+3,0%
Sicilia	2.425.859	3.261	+12,6%	1.672.121	2.247	+112,8%	1.795.874	2.414	+7,4%
Sardegna	1.284.766	1.727	-10,8%	1.196.897	1.609	+25,9%	841.342	1.131	+1,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>34.292.459</b>	<b>46.092</b>	<b>-8,5%</b>	<b>23.128.010</b>	<b>31.086</b>	<b>+2,8%</b>	<b>27.862.683</b>	<b>37.450</b>	<b>+3,0%</b>
Esteri	4.958.191	6.664	+4,5%	4.934.954	6.633	+4,4%	200.281	269	+13,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.250.650</b>	<b>52.756</b>	<b>-7,0%</b>	<b>28.062.964</b>	<b>37.719</b>	<b>+3,1%</b>	<b>28.062.964</b>	<b>37.719</b>	<b>+3,1%</b>

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

## LE FONTI

Anche a luglio la crescita mensile delle vendite nazionali si concentra sulle fonti tradizionali che si portano su un livello prossimo a 20.000 MWh medi (massimo degli ultimi 10 anni per il mese). L'aumento, diffuso su tutto il sistema, interessa sia gli impianti a gas, sia quelli a carbone, con questi ultimi saliti al livello di vendite più alto, in media oraria, da novembre 2018 (quasi 3.000 MWh). In lieve riduzione mensile e ai minimi dell'ultimo decennio per il mese di

luglio, invece, le vendite rinnovabili, comprese dalla forte contrazione dei volumi eolici, ai minimi da ottobre, e da una flessione al minimo per il mese di luglio degli impianti idroelettrici al Nord, in presenza di un conculamato elevato livello di siccità. Invariato, invece, il solare. Pertanto salgono ancora le quote di mercato del gas (49,0%) e del carbone (9,5%), mentre tra le fonti rinnovabili perde quota soprattutto l'eolico (4,8%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.864</b>	<b>-1,0%</b>	<b>696</b>	<b>-11,6%</b>	<b>2.880</b>	<b>+28,6%</b>	<b>3.164</b>	<b>+58,9%</b>	<b>1.438</b>	<b>-15,5%</b>	<b>1.681</b>	<b>+205,0%</b>	<b>1.242</b>	<b>+35,0%</b>	<b>19.964</b>	<b>+16,5%</b>
Gas	7.740	-3,6%	656	-10,8%	1.852	+10,8%	1.872	+18,4%	1.292	-17,3%	1.276	+148,0%	545	+18,4%	15.234	+4,7%
Carbone	394	+145,5%	-	-	794	+130,1%	1.128	+337,8%	0	-	-	-	631	+63,0%	2.948	+156,2%
Altre	730	-4,2%	40	-22,8%	234	+5,1%	163	+7,5%	145	+4,7%	404	+1010,8%	66	-8,8%	1.782	+24,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.643</b>	<b>-24,7%</b>	<b>1.035</b>	<b>-4,6%</b>	<b>1.212</b>	<b>-9,4%</b>	<b>1.573</b>	<b>+3,6%</b>	<b>417</b>	<b>-6,9%</b>	<b>556</b>	<b>+10,0%</b>	<b>367</b>	<b>+2,5%</b>	<b>10.804</b>	<b>-15,2%</b>
Idraulica	3.678	-32,6%	154	-17,2%	450	-25,3%	510	+11,0%	144	-	170	+12,1%	100	+19,0%	5.206	-26,6%
Geotermica	-	-	611	-3,6%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	611	-3,6%
Eolica	10	-5,5%	12	-40,9%	264	-5,5%	699	+1,8%	194	-11,1%	216	+6,3%	107	-21,2%	1.502	-3,4%
Solare e altre	1.955	-3,3%	258	+5,3%	498	+9,0%	364	-2,3%	80	+1,7%	170	+13,0%	160	+15,7%	3.485	+0,6%
<b>Pompaggio</b>	<b>278</b>	<b>-15,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10,76</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>318</b>	<b>-11,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.785</b>	<b>-11,8%</b>	<b>1.731</b>	<b>-7,6%</b>	<b>4.122</b>	<b>+14,3%</b>	<b>4.737</b>	<b>+34,9%</b>	<b>1.855</b>	<b>-13,7%</b>	<b>2.247</b>	<b>+112,8%</b>	<b>1.609</b>	<b>+25,9%</b>	<b>31.086</b>	<b>+2,8%</b>

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

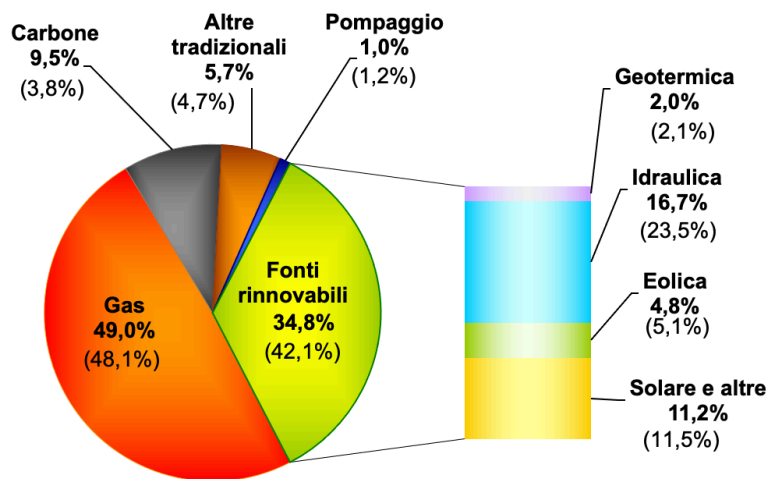
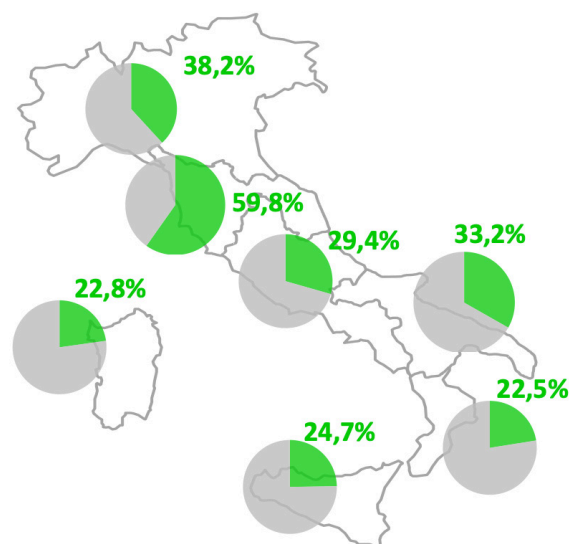


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

## LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,8 TWh (massimo da marzo 2021 in media), con una crescita mensile che interessa sia la frontiera settentrionale, francese e svizzera per un

complessivo innalzamento della NTC, che su quella greca, caratterizzata nei primi venti giorni di giugno dalla chiusura del transito con il Sud (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.708.440 (2.126.592)	96,6% (100,0%)	3,1% (-)	0,3% (-)	62,9% (94,4%)	0,9% (-)	2.678 (2.885)	1.719.294 (2.126.592)	1.685.814 (2.093.112)	997 (993)	10.854 (-)	10.854 (-)
Italia - Svizzera	2.006.943 (1.927.355)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.052 (2.905)	2.014.925 (1.927.670)	n/a (n/a)	3.034 (2.824)	7.983 (315)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	194.265 (162.459)	97,2% (95,3%)	1,9% (3,8%)	0,9% (0,9%)	95,7% (94,2%)	1,5% (3,4%)	272 (233)	195.509 (164.323)	195.509 (164.323)	89 (78)	1.243 (1.865)	1.243 (1.865)
Italia - Slovenia*	350.503 (260.183)	97,3% (12,8%)	1,9% (85,9%)	0,8% (1,3%)	87,5% (1,6%)	0,4% (49,5%)	513 (557)	354.551 (286.049)	354.551 (286.049)	621 (630)	4.049 (25.866)	4.049 (25.866)
Italia - Montenegro	295.057 (196.409)	90,7% (56,3%)	9,3% (6,6%)	- (37,1%)	51,5% (26,7%)	- (-)	528 (383)	323.935 (221.764)	n/a (n/a)	524 (418)	28.879 (25.355)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	317.166 (-3.718)	94,4% (0,4%)	5,6% (1,5%)	- (98,1%)	- (-)	- (-)	521 (34)	326.739 (109)	326.739 (109)	521 (34)	9.573 (3.827)	9.573 (3.827)
Italia - Malta	-73.099 (-50.068)	- (5,2%)	95,7% (91,1%)	4,3% (3,6%)	- (-)	1,7% (-)	200 (200)	0 (675)	n/a (n/a)	200 (200)	73.099 (50.743)	n/a (n/a)
<b>TOTALE**</b>	<b>4.799.275</b> (4.619.212)							<b>4.934.954</b> (4.727.182)	<b>2.562.614</b> (2.543.593)		<b>135.679</b> (107.971)	<b>25.719</b> (31.558)

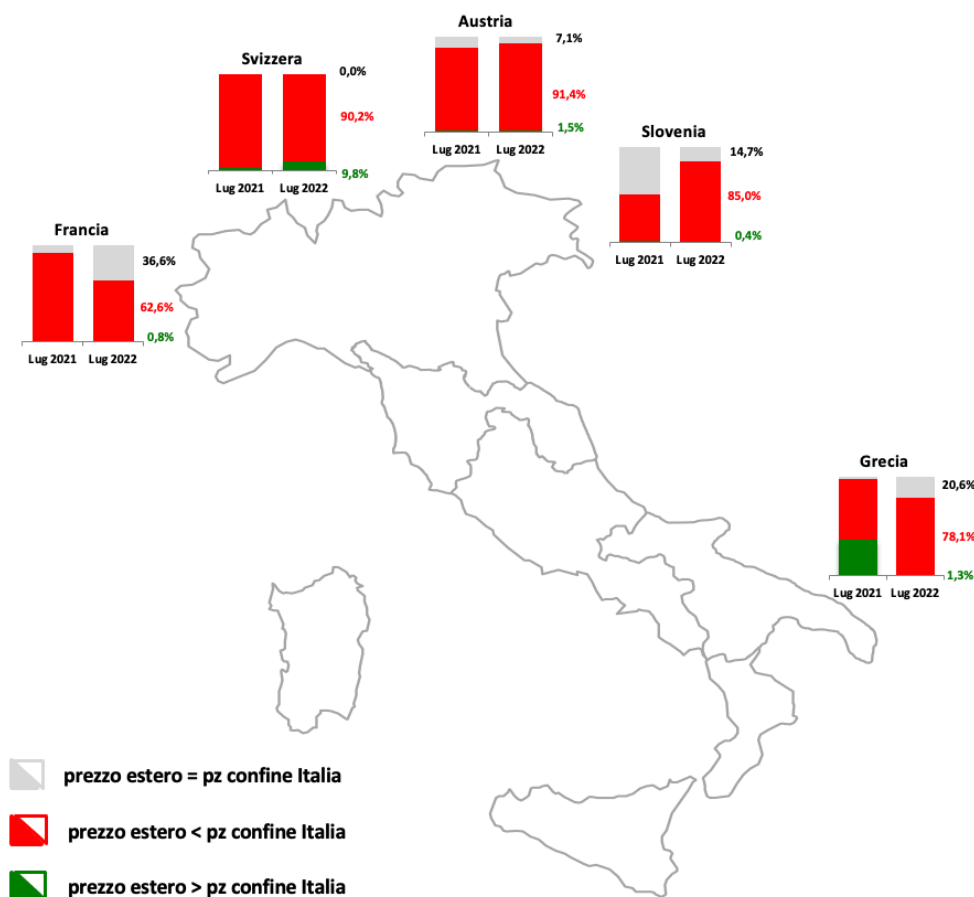
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling.

\*\* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, Refinitiv



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A luglio i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 1,9 TWh (-12,9 TWh su giugno). La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,6 TWh), e in particolare sul MI-A1 (1,0 TWh). Resta elevata la quota sul totale degli scambi sul XBID che, con oltre 121 mila abbinamenti per 282,8 GWh totali, si attesta al 15%. Anche a luglio oltre il 90% degli scambi XBID risulta realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), mentre si riduce la quota di quelli avvenuti con controparte estera (49% del totale XBID) con finalità prevalente in import.

Sale invece al 37% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 14% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

I prezzi osservati nel MI si attestano mediamente sui 431/437 €/MWh nelle prime due sessioni in asta e sul XBID e a quasi 469 su MI-A3, tutti inferiori ai corrispondenti valori MGP (-1/-2%). Il ranking dei prezzi zonal segue quanto osservato sul MGP, mostrando quotazioni più elevate nelle zone centro-settentrionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Grafico 7, Tabella 9).

In tutti i grafici e in tutte le tabelle relative al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri MI" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

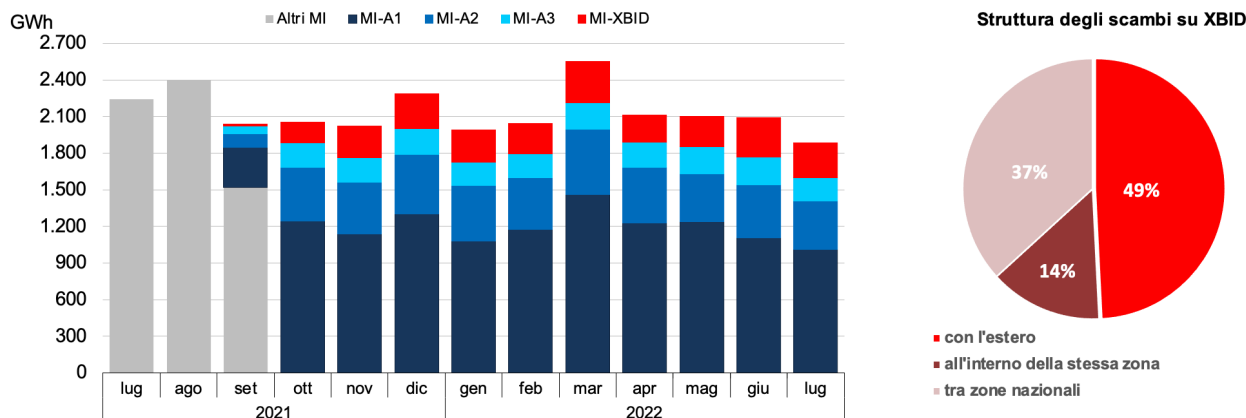


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	467.753	173.047	75.945	716.745	101.659	818.404
Centro Nord	61.964	16.847	10.441	89.252	25.782	115.034
Centro Sud	177.472	66.334	40.261	284.067	31.952	316.019
Sud	158.097	67.555	29.157	254.809	30.203	285.012
Calabria	20.667	7.855	8.084	36.606	5.847	42.452
Sicilia	68.350	29.509	12.244	110.103	9.367	119.470
Sardegna	29.497	20.375	8.692	58.564	8.688	67.252
Estero	24.894	18.043	8.132	51.069	69.269	120.337
<b>Totale</b>	<b>1.008.694</b>	<b>399.563</b>	<b>192.957</b>	<b>1.601.214</b>	<b>282.766</b>	<b>1.883.980</b>

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	509.147	171.813	86.031	766.991	95.079	862.070
Centro Nord	26.991	14.409	7.804	49.205	20.563	69.768
Centro Sud	174.732	78.348	29.331	282.412	25.687	308.098
Sud	121.625	67.736	25.561	214.921	32.557	247.478
Calabria	37.120	9.371	5.164	51.655	5.427	57.083
Sicilia	86.046	31.520	10.830	128.396	11.258	139.653
Sardegna	16.587	9.517	7.989	34.093	5.897	39.990
Estero	36.447	16.849	20.246	73.541	86.300	159.841
<b>Totale</b>	<b>1.008.694</b>	<b>399.563</b>	<b>192.957</b>	<b>1.601.214</b>	<b>282.766</b>	<b>1.883.980</b>



Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

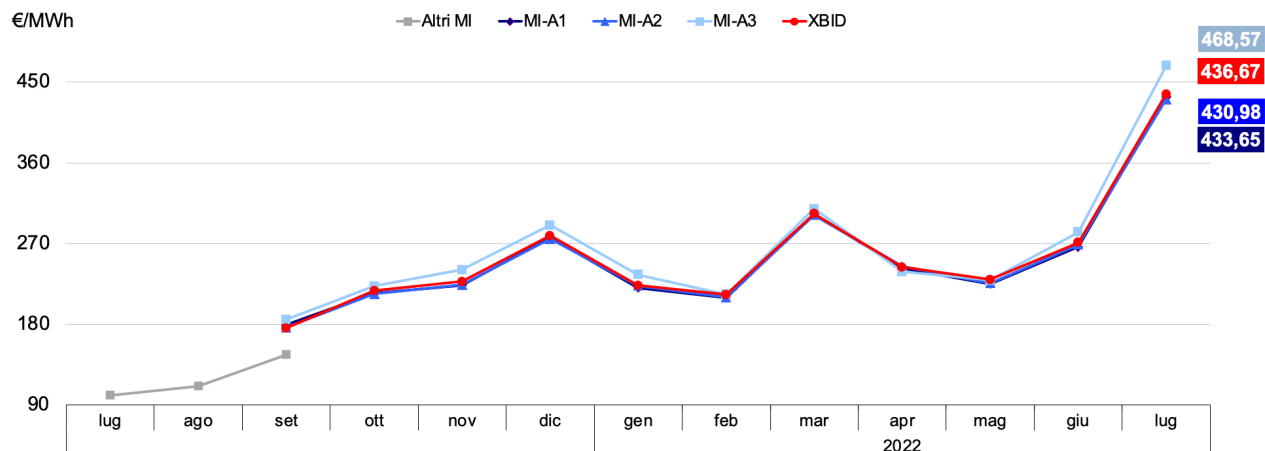


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero			
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA		NEGOZIAZIONE CONTINUA	
	€/MWh	€/MWh	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	X-BID (1-24 h)
<b>Nord</b>	<b>451,40</b>	<b>484,26</b>	<b>448,29</b> (-0,7%)	<b>447,01</b> (-1,0%)	<b>480,15</b> (-0,8%)	<b>442,62</b> (-1,9%)
<b>Centro Nord</b>	<b>451,40</b>	<b>484,26</b>	<b>448,29</b> (-0,7%)	<b>445,63</b> (-1,3%)	<b>480,15</b> (-0,8%)	<b>451,37</b> (-0,0%)
<b>Centro Sud</b>	<b>425,21</b>	<b>453,64</b>	<b>420,02</b> (-1,2%)	<b>420,01</b> (-1,2%)	<b>456,01</b> (+0,5%)	<b>420,53</b> (-1,1%)
<b>Sud</b>	<b>420,11</b>	<b>446,23</b>	<b>414,26</b> (-1,4%)	<b>414,32</b> (-1,4%)	<b>449,10</b> (+0,6%)	<b>419,00</b> (-0,3%)
<b>Calabria</b>	<b>420,22</b>	<b>446,36</b>	<b>414,47</b> (-1,4%)	<b>414,97</b> (-1,2%)	<b>449,10</b> (+0,6%)	<b>421,13</b> (+0,2%)
<b>Sicilia</b>	<b>420,22</b>	<b>446,36</b>	<b>414,47</b> (-1,4%)	<b>413,81</b> (-1,5%)	<b>449,10</b> (+0,6%)	<b>420,77</b> (+0,1%)
<b>Sardegna</b>	<b>424,48</b>	<b>452,61</b>	<b>419,25</b> (-1,2%)	<b>420,61</b> (-0,9%)	<b>455,50</b> (+0,6%)	<b>423,17</b> (-0,3%)

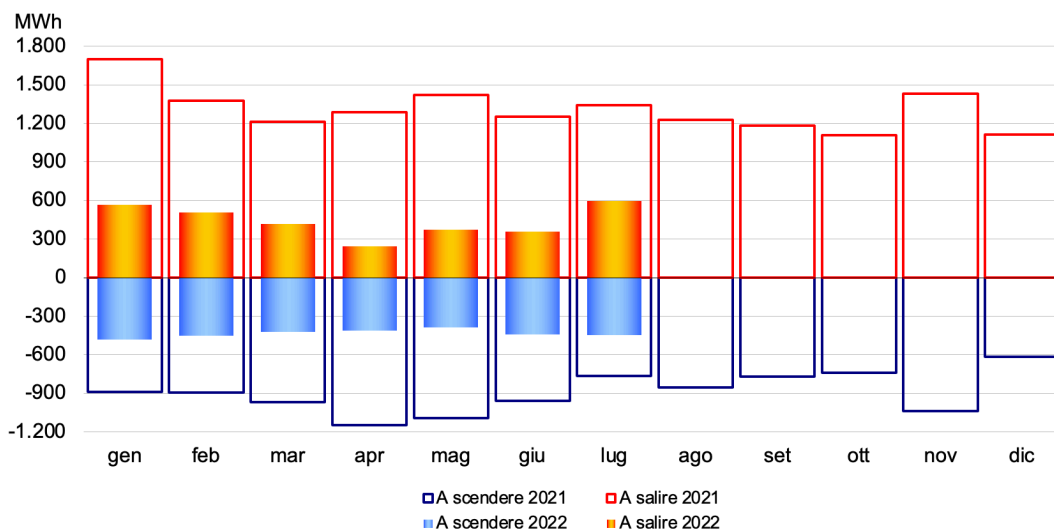
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

In aumento, anche se su livelli non elevati, i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire pari a 0,4 TWh, massimo da inizio anno, e le sue vendite pressappoco sui valori dei mesi precedenti (0,3 TWh) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

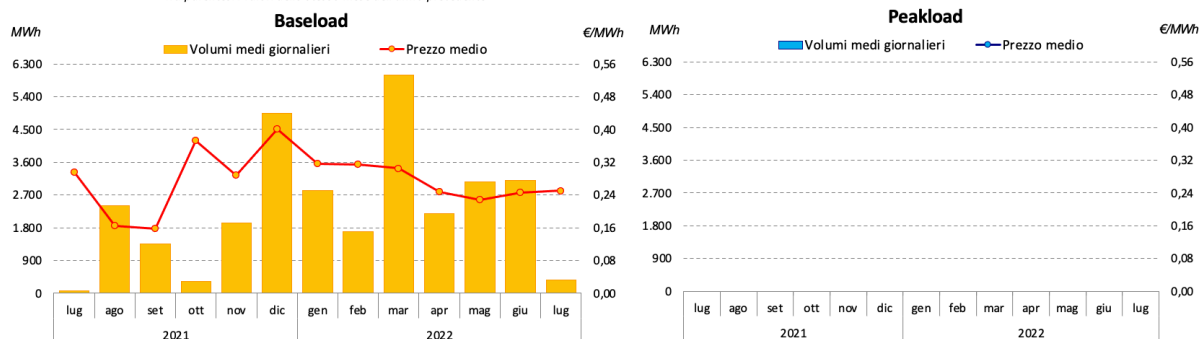
Nel MPEG si osservano 3 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' relative a 2 giorni del mese, per volumi pari a 0,7 GWh. Gli scambi si realizzano sul prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,25 €/MWh, invariato su giugno (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	3	2/31	0,25	0,25	0,25	744	372
	(2)	2/31	(0,30)	(0,10)	(0,49)	(120)	(60)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>3</b>					<b>744</b>	
	(2)					(120)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Agosto 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh e un prezzo di 422,62 €/MWh sul baseload e di 437,09 €/MWh sul peakload (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: 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 2022	422,62	+25,4%	-	-	-	-	-	1	744
Settembre 2022	493,94	+51,8%	-	-	-	-	-	1	720
Ottobre 2022	489,46	+42,6%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2022	442,07	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	473,59	+37,9%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	420,40	+37,9%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	301,12	+37,9%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	297,78	+38,9%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	329,34	+38,6%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>									<b>2.929</b>

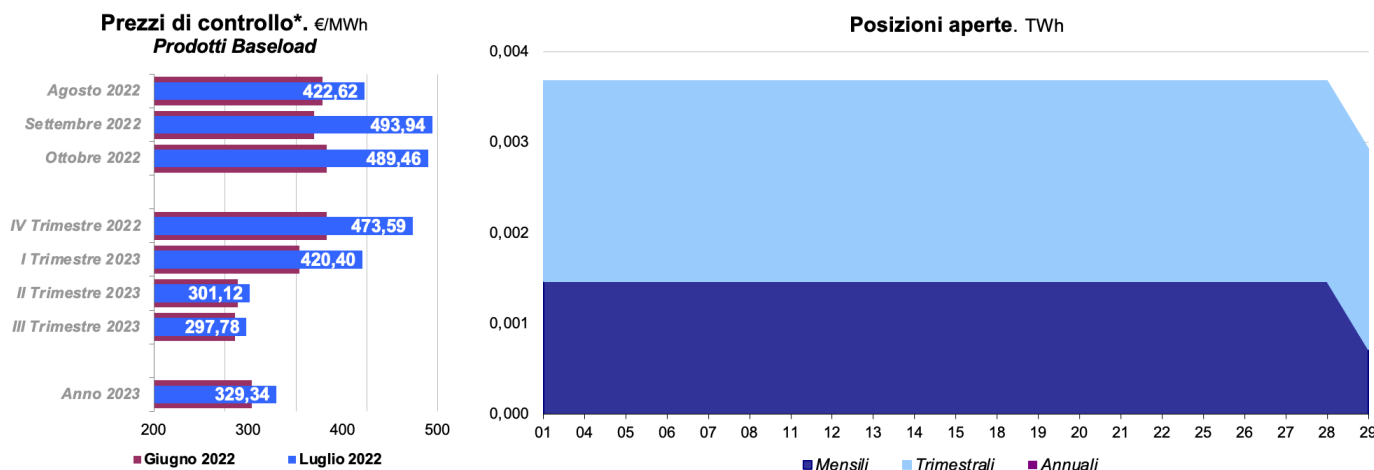
  

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Agosto 2022	437,09	+23,5%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2022	517,78	+49,0%	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre 2022	534,44	+40,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2022	507,20	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	535,15	+35,4%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	451,25	+35,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	312,22	+38,6%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	316,86	+38,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	362,30	+39,1%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>									
<b>TOTALE</b>									<b>2.929</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 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Ai massimi da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a luglio, pari a 22,9 TWh. In aumento anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,9 TWh (Tabella 11).

Torna in riduzione il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, a 1,65 (-0,09 su giugno) (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, si osserva una crescita mensile nei conti in immissione (7,9 TWh), in quelli in prelievo (10,0 TWh), e nei relativi sbilanciamenti a programma, rispettivamente a 6,1 TWh e 3,9 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

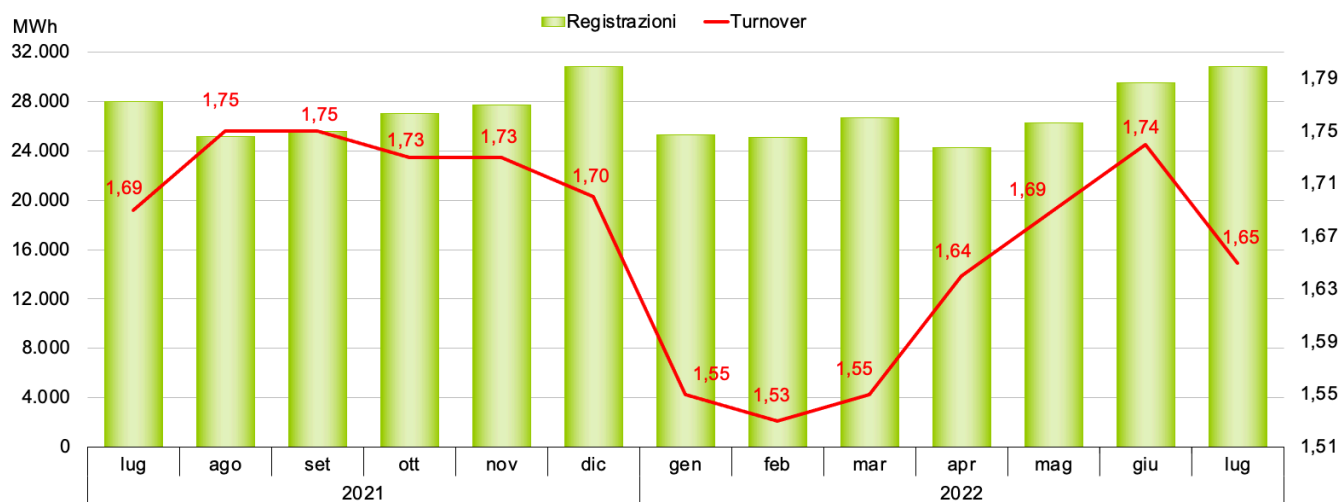
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	6.829.343	+12,3%	29,8%	Richiesti	9.369.210	+25,2%	10.024.629	-3,4%
Off Peak	107.130	+37,1%	0,5%	Rifiutati	1.490.457	-9,6%	19.684	-23,5%
Peak	321.162	+289,1%	1,4%	<b>Registrati</b>	<b>7.878.753</b>	<b>+35,0%</b>	<b>10.004.945</b>	<b>-3,4%</b>
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	7.257.635	+16,3%	31,7%	Sbilanciamenti a programma	6.055.011	-7,3%	3.928.820	+95,3%
Totale Non standard	15.663.832	+7,5%	68,3%	<b>Saldo programmi</b>	<b>29.025</b>	<b>100%</b>	<b>2.155.216</b>	<b>-52,3%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>22.921.467</b>	<b>+10,1%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>MTE</b>	<b>744</b>	<b>-98,6%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>744</b>	<b>+520,0%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>22.922.955</b>	<b>+9,9%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.933.765</b>	<b>+12,7%</b>						

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.437 milioni di mc (46,9 TWh), in aumento sul mese precedente, per effetto di un incremento della domanda del settore termoelettrico (+9,7%). Sul lato delle immissioni le importazioni tramite gasdotto e GNL si attestano complessivamente a 6.739 milioni di mc (71,2 TWh), in ripresa soprattutto sulla frontiera settentrionale (26,0 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni nei siti ammontano a 27,5 TWh, in crescita rispetto a giugno, e superiori anche rispetto ad un anno fa. In linea sui livelli dei mesi precedenti la produzione nazionale, a 265 milioni di

mc (2,8 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 19,8 TWh, valore massimo storico e rappresentativo di una quota sul totale dei consumi pari al 42%. All'interno del contesto regolatorio definito dalle Deliberazioni ARERA 165/2022/R/gas e 274/2022/R/GAS, anche a luglio gli scambi risultano concentrati nei mercati day-ahead (80%), sia a negoziazione continua (5,9 TWh) che soprattutto in asta (9,9 TWh). In aumento rispetto al mese precedente tutti i prezzi registrati sui mercati del GME, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 176 €/MWh; TTF: 169 €/MWh).

## IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.437 milioni di mc (46,9 TWh), sostenuti da una significativa ripresa della domanda del settore termoelettrico (2.341 milioni di mc, 24,7 TWh), in corrispondenza di una crescita dei consumi elettrici e ridotta offerta rinnovabile. Si confermano in calo i consumi nel settore civile (911 milioni di mc, 9,6 TWh) e nel settore industriale (1.004 milioni di mc, 10,6 TWh), così come le esportazioni e gli altri consumi, a 180 milioni di mc (1,9 TWh).

Sul lato delle importazioni (6.739 milioni di mc, 71,2 TWh), i volumi di gas in ingresso tramite gasdotto ammontano a 5.278 milioni di mc (55,8 TWh), di questi circa il 47% concentrato sulla frontiera settentrionale, mentre quelli tramite GNL risultano pari a 1.461 milioni di mc (15,4

TWh). Prosegue la rimodulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata che, rispetto a giugno, risultano in aumento soprattutto a Tarvisio (11,3 TWh) e Passo Gries (14,7 TWh), le cui quote salgono rispettivamente al 16% e 21% del totale. In calo i flussi dagli altri gasdotti, tra cui in particolare Mazara (18,0 TWh, 25% del totale), a causa di una riduzione per manutenzione programmata di circa il 65% della capacità, e dai terminali di rigassificazione di Panigaglia (3,1 TWh, 4% del totale) e Cavarzere (8,0 TWh, 11% del totale).

Relativamente allo stoccaggio, le iniezioni nei siti di stoccaggio ammontano a luglio a 27,5 TWh, per una giacenza complessiva di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese a 8.349 milioni di mc (88,3 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>6.739</b>	<b>71,2</b>	<b>+13,4%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.703	18,0	+4,2%
Tarvisio	1.069	11,3	-55,0%
Passo Gries	1.390	14,7	+7727,3%
Gela	199	2,1	-29,7%
Gorizia	3	0	-
Melendugno	915	9,7	+21,6%
Panigaglia (GNL)	290	3,1	+123,8%
Cavazere (GNL)	753	8,0	+14,0%
Livorno (GNL)	418	4,4	+360,0%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>265</b>	<b>2,8</b>	<b>+3,3%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.004</b>	<b>74,0</b>	<b>+13,0%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.256	45,0	-5,9%
Industriale	1.004	10,6	-13,3%
Termoelettrico	2.341	24,7	-0,5%
Reti di distribuzione	911	9,6	-9,9%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	180	1,9	+27,5%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.437</b>	<b>46,9</b>	<b>-4,9%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	2.567	27,2	+67,3%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.004</b>	<b>74,1</b>	<b>+13,0%</b>

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

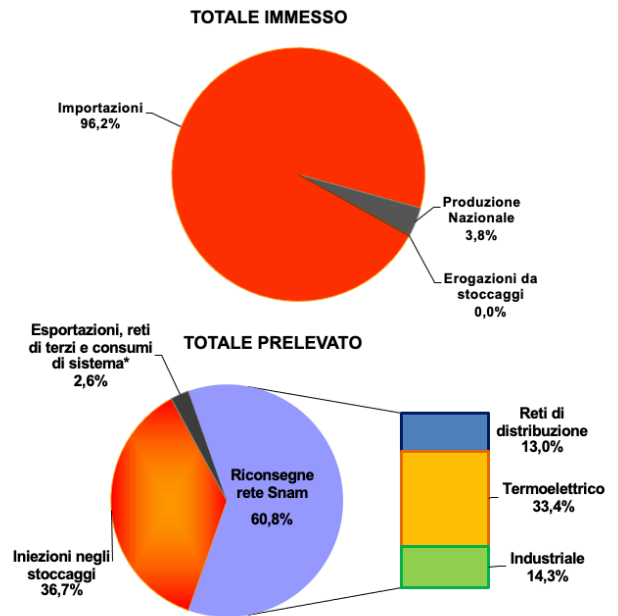
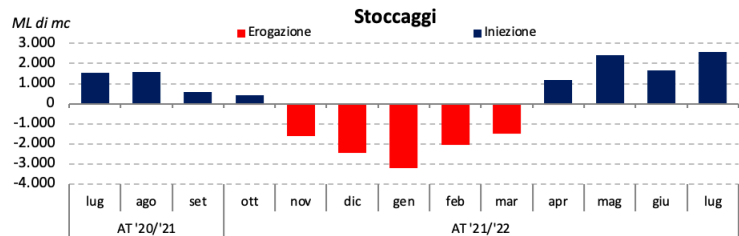
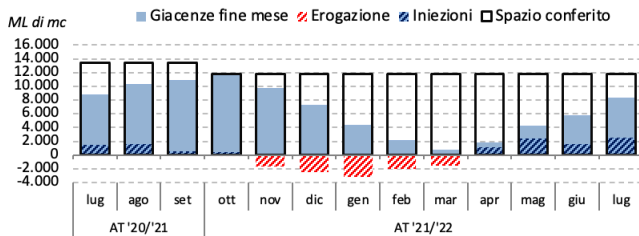


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/07/2022)</b>	<b>8.349</b>	<b>88,3</b>	<b>-5,6%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	2.567	27,1	+67,3%
<b>Flusso netto</b>	<b>2.567</b>	<b>27,1</b>	<b>+67,3%</b>
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,1%
Giacenza/Spazio conferito	70,5%		+4,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni sui principali hub europei salgono ai loro livelli massimi, pari a 176 €/MWh al PSV e a 169 €/MWh al TTF. Entrambe le quotazioni presentano un'accelerazione della crescita negli ultimi giorni di luglio, superando i 200 €/MWh, in concomitanza

con le tensioni sull'andamento delle forniture europee di gas dalla Russia e di GNL statunitense. In corrispondenza delle suddette dinamiche, il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese si allarga a 7 €/MWh, risultando molto variabile e con un picco di oltre 16 €/MWh a fine mese.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

All'interno del contesto regolatorio definito dalle deliberazioni ARERA 165/2022/R/gas e 274/2022/R/gas, con cui si prevede che il responsabile del bilanciamento approvvigioni i volumi necessari nell'ambito dell'apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano al massimo storico di 19,8 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 42% (era il 30% il mese precedente).

Rispetto al mese di giugno, si osserva un'ulteriore crescita dei volumi scambiati sull'orizzonte day-ahead, sia a negoziazione continua (5,9 TWh, +2,0%), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 30%, che, soprattutto, nel comparto AGS in asta, la cui quota dei volumi sale al 50% del totale MP-GAS, e in cui le contrattazioni risultano più che raddoppiate (9,9 TWh, +106,4%) e quasi tutte relative ad acquisti di Snam.

Sull'orizzonte intraday i volumi si attestano, invece, a 3,7 TWh (+26%), quasi interamente scambiati sul mercato a negoziazione continua (3,2 TWh), anch'essi in aumento sul mese precedente (+21%). Su tale comparto risultano

in crescita sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,5 TWh, +91%) che gli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,8 TWh, +14%). Gli scambi del comparto AGS (0,5 TWh) risultano, invece, concentrati in sei sessioni e relativi ad acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,33 TWh, in ripresa rispetto ai livelli molto bassi del mese precedente, con movimentazioni effettuate da Snam, esclusivamente con finalità di bilanciamento, pari a 0,30 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,03 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi dei prezzi sui principali hub europei, sono comprese tra i 172,04 €/MWh del comparto intraday AGS e i 176,39 €/MWh del comparto day-ahead AGS, mostrando livelli più elevati nella parte finale del mese, quando in particolare su MGS si registra un valore giornaliero di oltre 220 €/MWh.

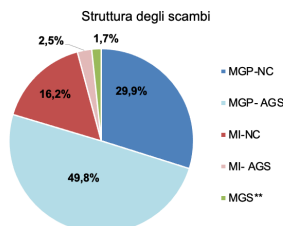
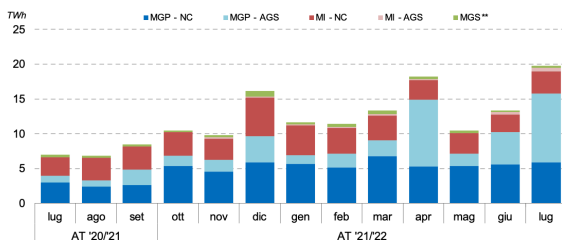
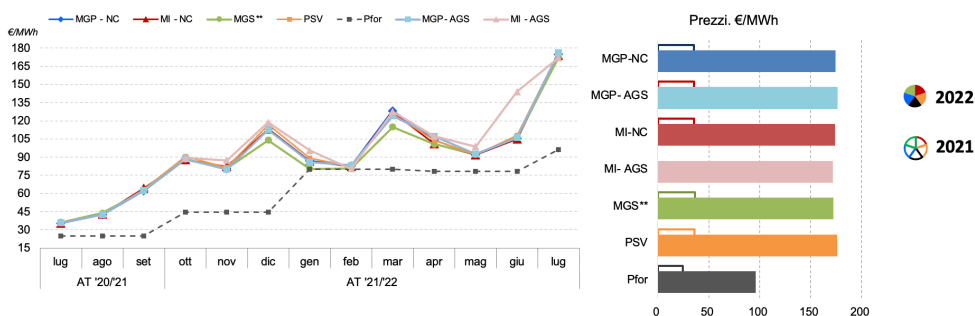
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

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

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi €/MWh				Volumi MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
<b>MGP</b>							
Negoziazione continua	174,69	(35,34)	+394,4%	144,00	226,00	5.911.608	(2.986.224) +98,0%
Comparto AGS	176,39	(35,63)	+395,1%	155,00	215,89	9.854.112	(993.888) +891,5%
<b>MI</b>							
Negoziazione continua	173,98	(35,61)	+388,6%	130,00	224,00	3.205.608	(2.674.032) +19,9%
Comparto AGS	172,04	(-)	+0,0%	159,88	182,38	497.784	(-) -
<b>MGS**</b>							
Stogit	172,50	(36,21)	+376,4%	149,00	221,00	328.893	(362.745) -9,3%
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>328.893</b>	(362.745)	<b>328.893</b>	(362.745)	-	(-)	-	(-)
SRG	9.163	(9.843)	293.222	(112.300)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	9.163	(9.843)	293.222	(112.300)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
<b>Operatori</b>	<b>319.729</b>	(352.903)	<b>35.671</b>	(250.445)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

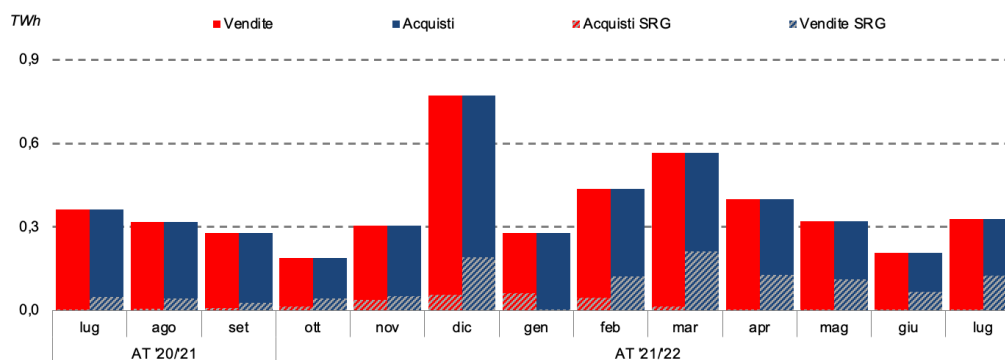
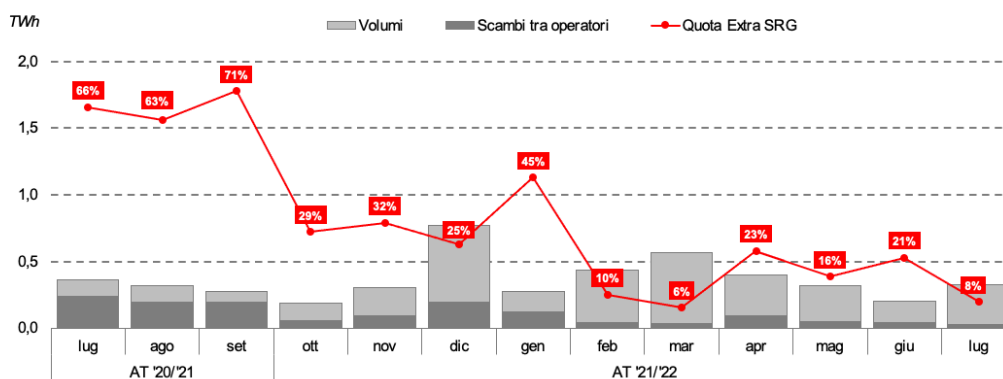


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-07	-	-	159,86	30,5%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-08	-	-	181,25	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-08	-	-	147,40	25,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-09	-	-	196,87	68,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-10	-	-	201,95	46,9%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-11	-	-	163,20	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	206,51	73,1%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	197,10	73,8%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	136,42	59,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	127,48	40,8%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	169,44	148,3%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	133,28	84,8%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	141,09	51,6%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*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 tornano a registrare una flessione mensile i riferimenti di Brent e derivati, tuttavia ancora su livelli tra i più elevati di sempre; nuovo record storico, invece, per le quotazioni del carbone e del gas che si riflettono sui prezzi elettrici registrati sulla gran parte delle borse europee.

Dopo i massimi di giugno tornano in riduzione le quotazioni del Brent (117,38 \$/bbl, -8% su giugno), dell'olio combustibile (757,06 \$/MT, -13%) e del gasolio (1.115,71 \$/MT, -14%), mentre accelera la crescita il prezzo del carbone, che aggiorna ancora il massimo storico (381,33 \$/MT, +13%). Anche i mercati a termine rivedono al ribasso le quotazioni di Brent e derivati e al rialzo quelle del carbone, posizionandole

nel medio periodo su valori inferiori agli attuali livelli spot. Prosegue la tendenza ribassista del tasso di cambio euro/dollaro, ai minimi degli ultimi anni (1,02 €/€), con conseguente lieve attenuazione dell'intensità delle variazioni mensili osservate sulle quotazioni dei prodotti petroliferi e rafforzamento di quelle osservate sui prezzi del carbone e rafforzamento di quelle osservate sui prezzi del carbone e rafforzamento di quelle osservate nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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	117,38	-8%	54%	109,80	100,65	-14%	105,01	-8%	100,76	-10%	87,95	-9%
Olio Combustibile	USD/MT	757,06	-13%	48%									
Gasolio	USD/MT	1115,71	-14%	89%	1.160,00	1.089,63	-12%	1.065,07	-12%	1.045,70	-12%	898,42	-6%
Carbone	USD/MT	381,33	13%	197%	370,00	361,90	12%	355,31	2%	318,00		269,64	10%

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	115,10	-5%	79%		98,62	-	102,67	-	98,28	-	84,09	-
Olio Combustibile	EUR/MT	741,75	-10%	71%									
Gasolio	EUR/MT	1094,04	-11%	120%		1067,67	-	1041,31	-	1020,00	-	858,96	-
Carbone	EUR/MT	373,93	17%	245%		354,82	-	347,60	-	310,37	-	257,97	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,02	-3%	-14%	1,05	1,02	-	1,02	-	1,03	-	1,05	-

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

Fonte: Refinitiv

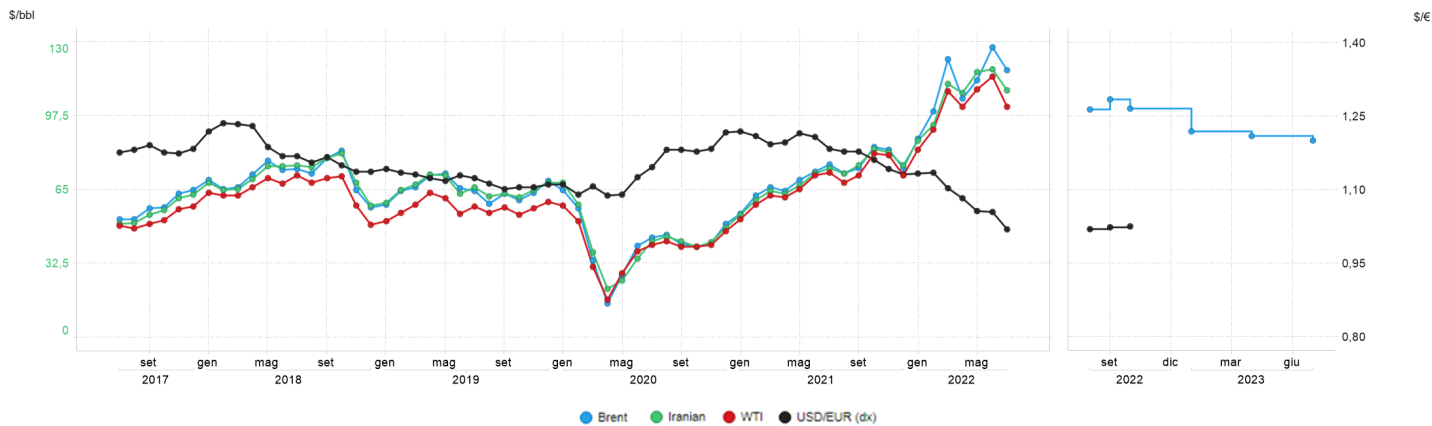


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

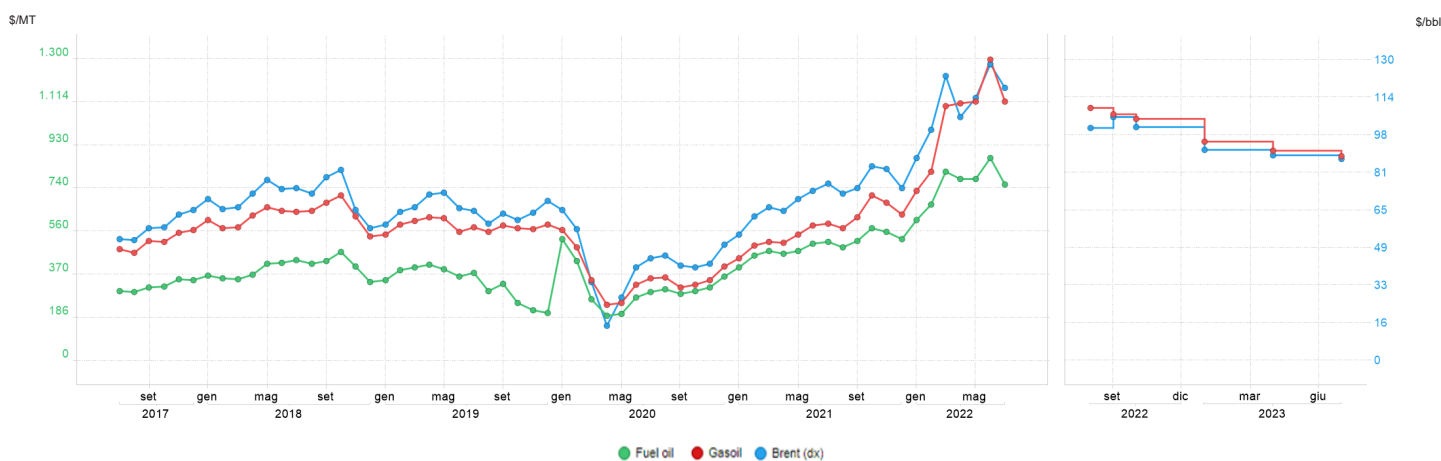
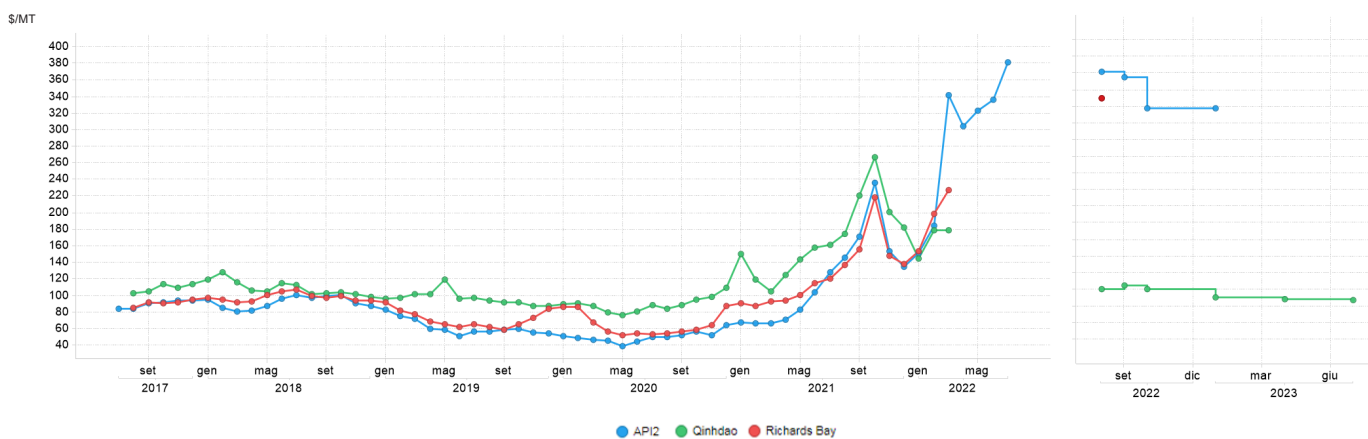


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



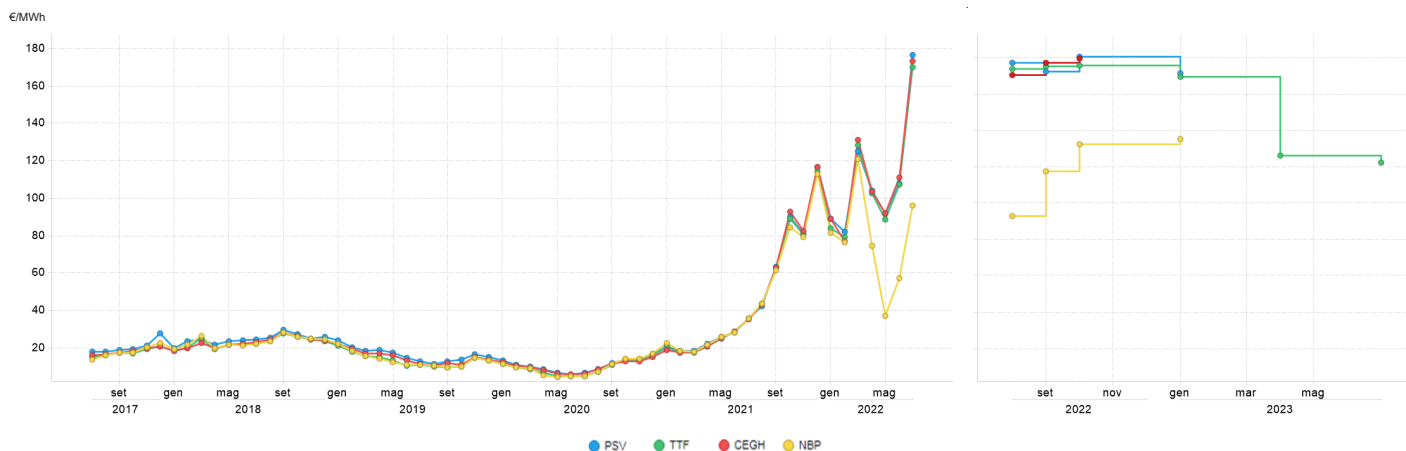
A luglio accelerano la loro crescita le quotazioni del gas sui principali hub europei che si portano ai massimi storici di 176,21 €/MWh al PSV e a 169,42 €/MWh al TTF. A fine mese, in corrispondenza di una nuova contrazione delle forniture di gas russo, PSV e TTF registrano valori prossimi o superiori a 200 €/MWh, con il riferimento italiano lievemente inferiore

a quello olandese in una sola sessione del mese e un conseguente allargamento del loro differenziale ai massimi da gennaio 2018 (6,79 €/MWh, +4,67 €/MWh). I mercati futures prospettano per i due riferimenti valori a 170/180 €/MWh nel medio periodo, con uno spread atteso PSV-TTF in riduzione rispetto all'attuale e negativo a settembre.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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	176,21	63%	393%	134,60	177,20	46%	172,53	22%	180,70		132,67	35%
TTF	NL	169,42	60%	371%	131,40	173,52	54%	175,13	52%	175,49		136,08	52%
CEGH	AT	173,59	56%	391%	135,00	170,14	47%	177,34	51%	179,37			
NBP	UK	96,12	67%	169%	52,49	92,90	26%	117,26	18%	132,42			



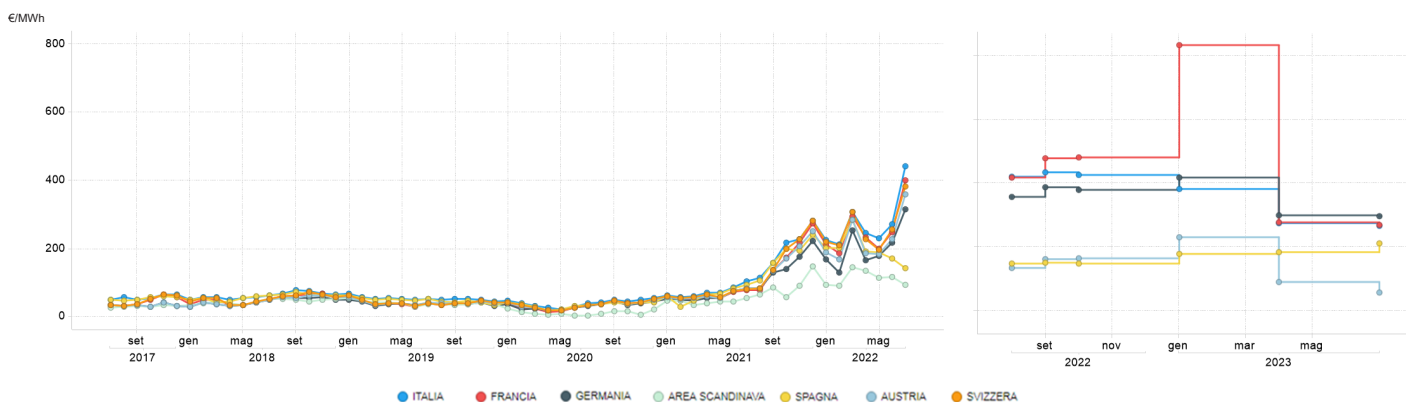
L'elevato livello delle quotazioni dei combustibili spinge i prezzi elettrici nell'Europa centrale ai massimi storici. Il Pun italiano sfiora 442 €/MWh, supera i 400 €/MWh anche il prezzo francese, mentre nelle altre zone le quotazioni si attestano tra i 315 €/MWh della Germania e 383 €/MWh della Svizzera. Ancora in flessione, invece, il riferimento della Spagna (143 €/MWh), calmierato da metà giugno dal meccanismo

di cap al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas, e quello dell'Area scandinava (94 €/MWh). I mercati a termine rivedono al rialzo le aspettative di prezzo per i prossimi mesi, collocandole su livelli leggermente inferiori agli attuali spot per l'Italia e decisamente più elevati per Francia e Germania, con uno spread atteso IT-FR praticamente nullo ad agosto e negativo nei mesi autunnali.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. 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	441,65	63%	330%	332,70	420,77	56%	433,36	56%	426,15	24%	301,96	40%
FRANCIA	400,87	61%	412%	356,51	418,07	52%	477,27	48%	481,10		454,90	44%
GERMANIA	315,00	44%	287%	292,25	358,12	44%	388,08	44%	380,23		344,65	40%
AREA SCANDINAVA	94,02	-19%	73%	104,50	133,92	21%	163,34	30%	164,86		119,90	28%
SPAGNA	142,66	-16%	54%	156,50	148,06	-4%	150,60	-4%	149,59		197,63	18%
AUSTRIA	359,06	57%	329%									
SVIZZERA	383,07	50%	373%									



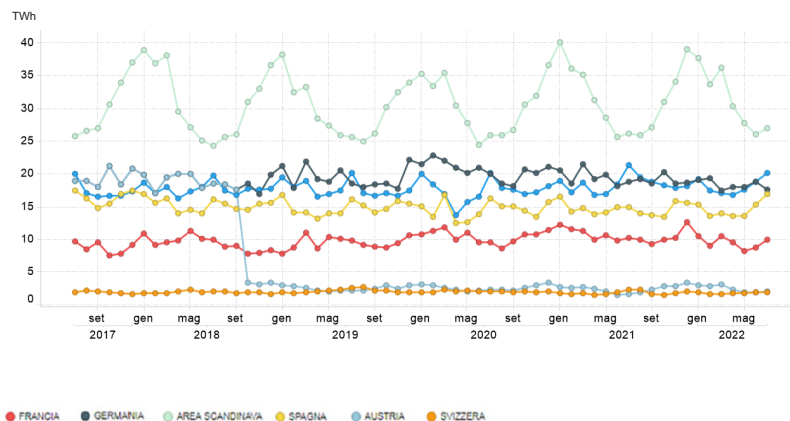
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, in aumento l'Italia (20,2 TWh, +4%), la Spagna (16,9 TWh,

+7%) e soprattutto la Francia (10,0 TWh, +11%), stabile l'Area scandinava (27,0 TWh), in calo la Germania (17,6 TWh, -10%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,2	4%	-6%
FRANCIA	10,0	11%	-3%
GERMANIA	17,6	-10%	-6%
AREA SCANDINAVA	27,0	0%	3%
SPAGNA	16,9	7%	13%
AUSTRIA	2,2	9%	29%
SVIZZERA	1,9	-5%	-17%



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

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

<sup>1</sup> I dati a termine si riferiscono alla media delle quotazioni futures osservate giornalmente sui relativi prodotti.

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel secondo mese del nuovo anno d'obbligo, il prezzo medio rimane a ridosso dei 258 €/tep (-1 €/tep), mentre i volumi si portano a 156 mila tep (+28%). Maggiore, invece, l'incremento dei prezzi e dei volumi sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle

Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si attesta a 2,75 €/MWh, ancora più alto delle quotazioni bilaterali (0,68 €/MWh). In calo gli scambi sia sul mercato che sulla piattaforma bilaterale.

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a luglio non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a luglio si porta a 257,79 €/tep, inferiore di circa 1 €/tep rispetto al mese precedente (-0,4%). In rialzo, invece, la quotazione media sulla piattaforma bilaterale, a 244,48 €/tep (+60,6%) che restringe lo spread con il corrispondente valore di mercato a 13 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a 1,7 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 96% (+22 p.p. su giugno). In aumento all'86% (+65 p.p.) anche la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (250,00-258,80 €/tep).

I titoli negoziati sul MTEE nelle 4 sessioni tenutesi nel

mese di luglio, il secondo del nuovo anno d'obbligo, si portano a 156 mila tep (+28,6% su giugno), con la liquidità del mercato al 50% (-27 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di un più consistente incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 154 mila tep (+324,2% dal livello molto basso del mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.033.306 tep, in aumento di 357.580 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.851.725 tep, in calo di 911.769 tep rispetto al mese precedente, per effetto anche dell'annullamento dei titoli per l'assolvimento agli obblighi 2021.

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	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.	
Mercato	257,79	-0,4%	250,00	258,80	155.896	+28,6%	40,19	+28,1%	2.141	-9,7%	1,4%	-0,6 p.p.	3	-1
Bilaterali	244,48	+60,6%	0,00	260,00	153.911	+324,2%	37,63	+581,4%						
con prezzo >1	256,07	+23,0%	100,00	260,00	146.944	+454,0%	37,63	+581,4%						
Totale	251,18	+7,3%	0,00	260,00	309.807	+96,7%	77,82	+111,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

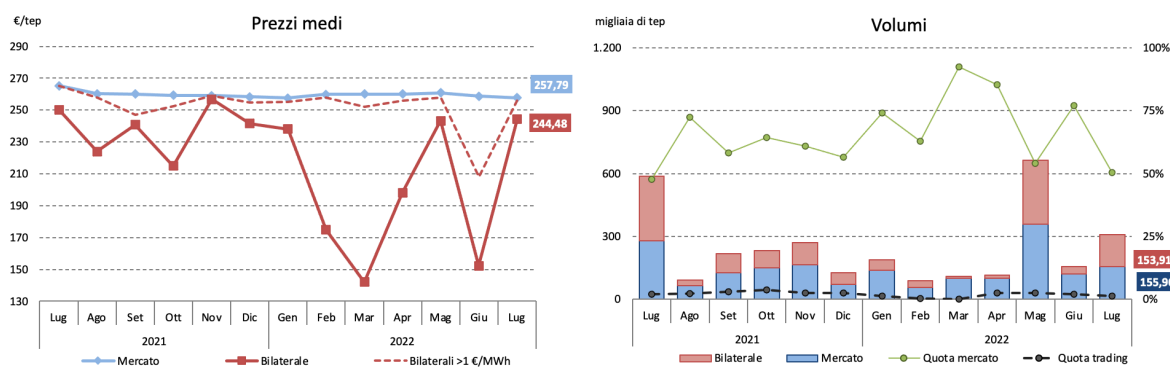
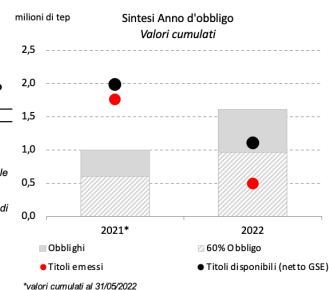


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Titoli scambiati tep						
8	258,20	277.127	189.792	255,99	165.322	250,00	2.851.725	68.033.306	1.749.311	



\*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.

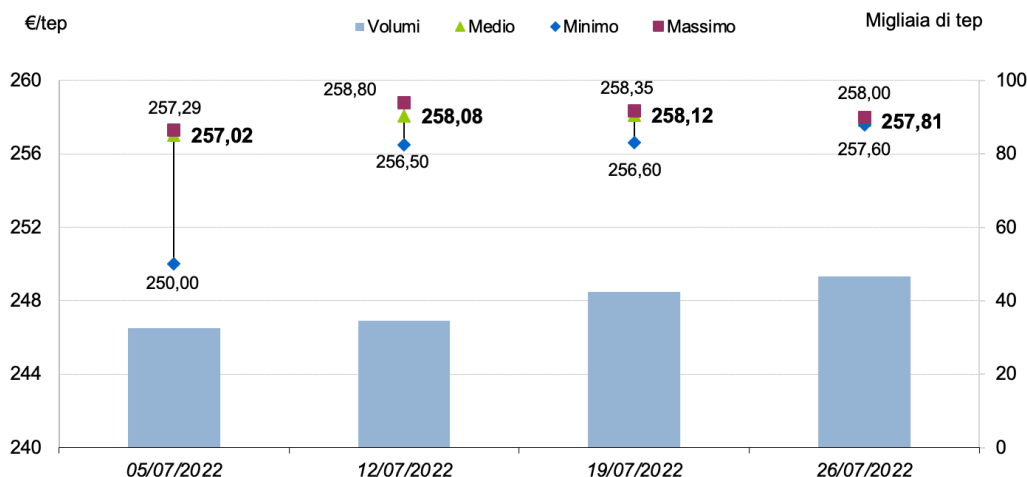
\*\*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.

L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie comprese tra 257-258 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta mediamente pari a 2,94 €/tep, in aumento rispetto a quanto rilevato lo scorso giugno, in virtù principalmente

di scambi a 250 €/tep registrati nella seduta del 5 luglio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 39,0 mila tep (in crescita sul mese precedente), con un massimo di 46,6 mila tep raggiunto nella sessione del 26 luglio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A luglio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 2,75 €/MWh (+39,9% su giugno), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 0,68 €/MWh (+21,1%), con il loro differenziale di poco superiore a 2 €/MWh (+0,60 €/MWh). L'incremento della quotazione sul mercato è trainato dagli scambi di garanzie con tipologia Solare, gli unici negoziati su MGO (2,75 €/MWh contro 1,96 €/MWh di

giugno), mentre risultano diversificate le dinamiche per i prezzi delle categorie registrate sulla PBGO, più bassi e in calo per la tipologia Altro, più alti ed in aumento per quelle Idroelettrico e Solare. I volumi negoziati sul mercato si attestano a 19,8 mila MWh (-76,6% rispetto al mese precedente), mentre più intensa risulta la contrazione delle registrazioni bilaterali, a 107,6 mila MWh (-95,4%).

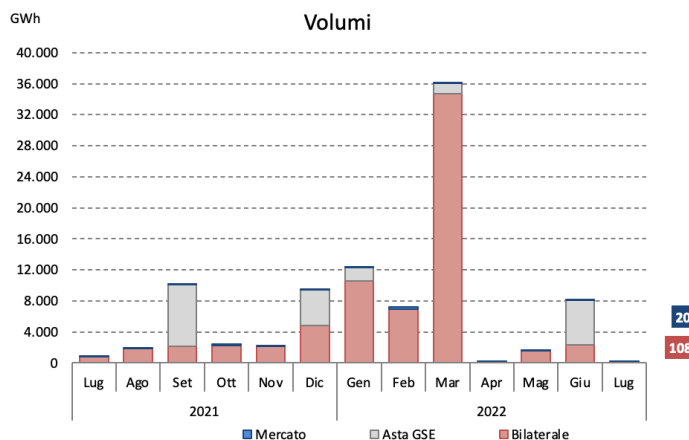
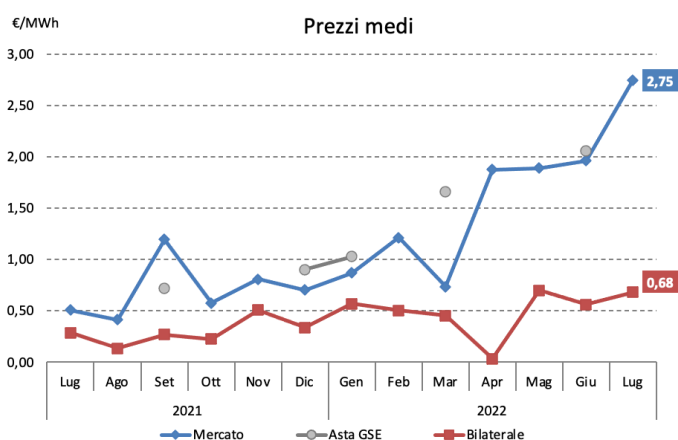
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	2,75	+39,9%	2,00	2,75	19.808	-76,6%	54.383	-67,2%
Bilaterali <i>con prezzo &gt;0</i>	0,68	+21,1%	0,00	2,10	107.573	-95,4%	73.164	-94,5%
	1,30	+130,9%	0,01	2,10	56.333	-97,6%	73.164	-94,5%
Totale	1,00	+64,1%	0,00	2,75	127.381	-94,8%	127.547	-91,4%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

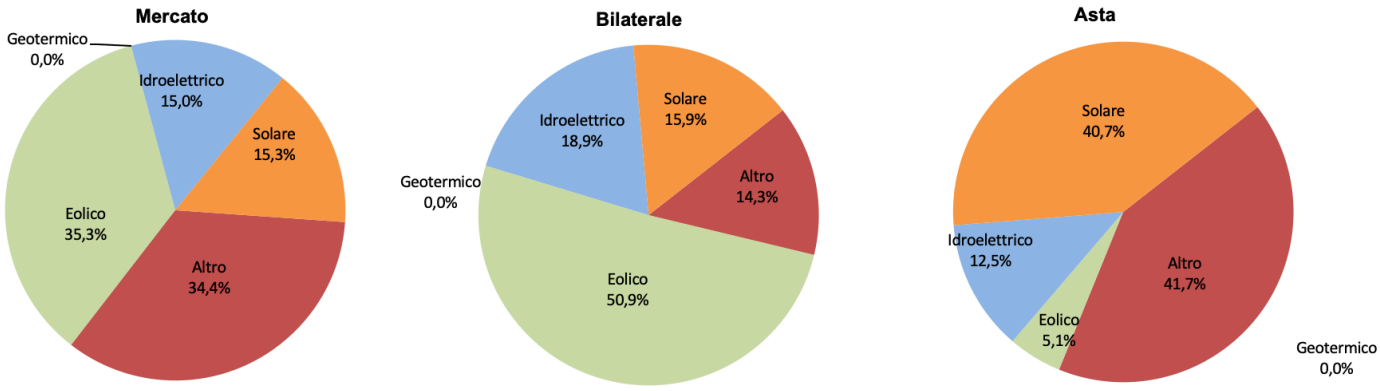


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza delle tipologie Eolico

(35%) e Altro (34%) sul mercato, dell'Eolico (51%) nella contrattazione bilaterale e di Solare e Altro (41/42%) in asta.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2022

Fonte: dati GME





## IL PRECARIO EQUILIBRIO DEL MERCATO PETROLIFERO

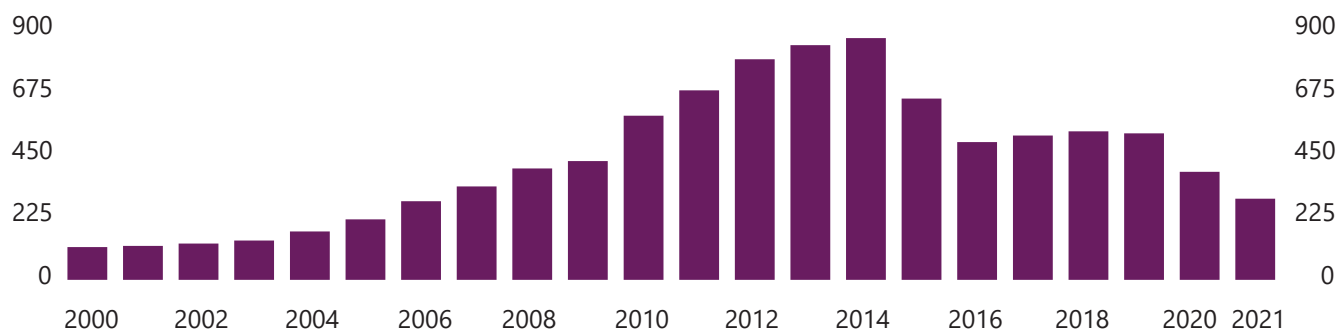
di Lisa Orlandi - RIE

(continua dalla prima)

Prima di ripercorrere le principali dinamiche dell'anno in corso e i fattori evolutivi che vanno progressivamente manifestandosi, è bene formulare alcune considerazioni di fondo, utili per una corretta lettura del mercato. Il vuoto di domanda creatosi con la pandemia è stato con evidenza temporaneo e dettato dall'adozione di misure emergenziali e straordinarie (lockdown) di contenimento dei contagi; nulla ha a che vedere con il rallentamento tendenziale dei consumi che, una volta eliminate le restrizioni, hanno mostrato una ripresa decisamente superiore alle aspettative. Ed è proprio qui, in questo balzo di intensità non prevista, che il mercato

ha mostrato il suo nervo scoperto: la fragilità dell'offerta, reduce da anni di sotto-investimenti nell'upstream, in parte ascrivibili agli accelerati piani di decarbonizzazione delle economie industrializzate. Una fragilità che la guerra ha mostrato appieno, riportando sul tavolo il tema - per troppo tempo trascurato - della sicurezza energetica (specie in Europa) e i connessi aspetti di flessibilità delle forniture. Dopo anni, si è tornato quindi a parlare di spare capacity come indicatore segnaletico dello stato di salute del mercato, in quanto rappresentativo della capacità produttiva non utilizzata e disponibile nell'immediato.

Investimenti mondiali in E&P (mld. doll)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Oil&Gas Journal e Rystad Energy

L'eventuale rallentamento dei consumi – associato ad una potenziale recessione economica nel mondo OCSE o alle politiche zero-Covid della Cina per arginare anche minimi tassi di contagio – non risolverebbe il problema, se non in via temporanea. Infatti, la domanda petrolifera, nonostante l'attraversamento di fasi alterne dettate per lo più da fattori congiunturali, non ha ancora invertito la sua rotta in modo strutturale; per contro, è probabile che l'offerta esibisca un inesorabile e progressivo trend calante, dettato dai bassi investimenti in esplorazione e produzione sostenuti dal 2015 in avanti e, con essi, dal ridotto numero di scoperte. Quel che manca, in altri termini, è l'offerta di domani più che di oggi, sebbene anche il momento attuale sia messo a dura prova dalle contingenze della guerra che coinvolge un attore primario del sistema energetico mondiale.

Spencer Dale, economista capo della BP, definisce gli shock dell'ultimo biennio come i più grandi dagli anni '70 e parla di un "trilemma energetico" nei mercati, dovuto alla necessità simultanea di sicurezza energetica, accessibilità economica delle forniture e riduzione delle emissioni di

carbonio da parte dei sistemi economici mondiali. Una tempesta perfetta - come l'ha definita il recentemente scomparso segretario generale dell'OPEC Mohammad Barkindo<sup>1</sup> - che pone sotto assedio i mercati del petrolio (e del gas), ancora indispensabili per l'economia globale.

### 2022: la guerra come detonatore di vecchie e nuove dinamiche

Riavvolgiamo sinteticamente il nastro per comprendere quali nuovi elementi si accingono a cambiare o a influenzare gli equilibri di un mercato fragile e instabile che ha visto il 2022 aprirsi con un conflitto fortemente impattante sul settore energetico. Nel 2021, il prezzo medio del greggio Brent si è attestato a 70,7 doll/bbl, in aumento del 70% rispetto al 2020 e superiore anche al livello medio annuo di 64,3 doll/bbl del 2019 (pre-Covid). Come anticipato, la dinamica rialzista che ha interessato le quotazioni per quasi tutto l'anno è principalmente riconducibile al precario equilibrio di mercato che è andato manifestandosi in misura sempre più evidente.

Da un lato, il miglioramento dello stato pandemico e l'assenza di lockdown prolungati hanno permesso alla domanda petrolifera – principalmente associata al settore trasporti - di ripartire, superando le aspettative. Dall'altro, per adeguarsi al mutato contesto, l'OPEC Plus ha deciso, nel mese di luglio, di attenuare i tagli alla produzione avviati nel 2020, annunciando un piano di progressivi aumenti mensili di poco superiori a 400.000 bbl/g da attuare tra agosto 2021 e settembre 2022<sup>2</sup>, al fine di riportare l'output ai livelli pre-pandemia.

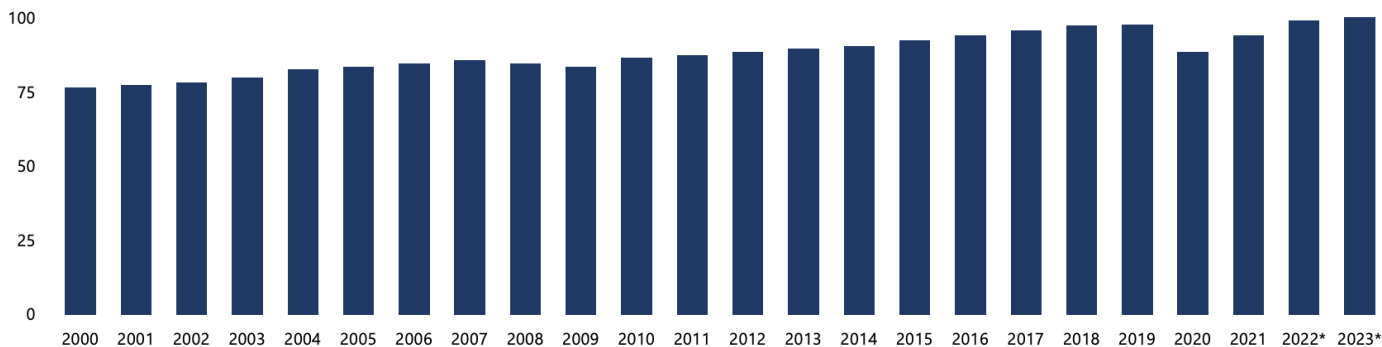
Tuttavia, le diverse tensioni interne all'Alleanza e gli scarsi aumenti di capacità produttiva su scala mondiale hanno compromesso l'elasticità dell'offerta che non ha saputo tenere il passo di una domanda in rapida ascesa.

In generale, il 2021 può essere definito un anno di ripartenza per il mercato petrolifero ma anche un anno in cui si sono chiaramente manifestate criticità strutturali latenti. A fronte di un aumento record della domanda mondiale di petrolio, nell'ordine del 6% rispetto al 2020, l'andamento instabile dell'offerta ha rivelato i rischi connessi alla carenza di investimenti produttivi, primo indicatore della capacità di risposta del mercato a incrementi rapidi dei consumi.

In questo contesto di elevata vulnerabilità, si è inserita la

guerra tra Russia e Ucraina. L'offensiva militare iniziata dalle Forze armate della Federazione Russa il 24 febbraio 2022 ha segnato una brusca escalation della crisi tra i due Stati (in corso dal 2014) e il war premium si è riaffacciato prepotentemente sul mercato. Dal 1° marzo in avanti, il Brent ha oscillato prevalentemente nella fascia 100-125 doll/bbl, attestandosi in media a 105 doll/bbl nel periodo gennaio-luglio. Si tratta di valori che ben sottolineano lo spessore della crisi che ha indotto il presidente Biden, preoccupato anche dalla forte riduzione degli stoccaggi commerciali, ad annunciare l'immissione sul mercato, nel periodo maggio-ottobre, di 180 milioni di barili tratti dalla riserva strategica; i paesi OPEC hanno, invece, mostrato di non volersi impegnare in forti aumenti produttivi al fine di scongiurare il pericolo di crolli che potrebbero danneggiare i loro interessi, ma anche quelli dell'alleata Russia. La domanda, nel frattempo, continua a crescere: nonostante revisioni al ribasso delle previsioni di consumo in ambito OCSE (legate ai timori di recessione economica) e a momentanei rallentamenti della Cina (per le severe politiche di contenimento dei contagi da Covid-19), il trend rimane ascendente con una variazione annua positiva attesa di +1,7 mil. bbl/g nel 2022 e +2,2 nel 2023, quando il livello complessivo si porterà sui 103 mil. bbl/g.

Andamento della domanda petrolifera mondiale (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni RIE su dati IEA, anni vari. \* Stime AIE per 2022 e 2023.

Al di là dell'escalation dei prezzi, la guerra va quindi profilandosi come vero e proprio detonatore di dinamiche potenzialmente in grado di definire un nuovo ordine delle cose. Due su tutte: la ridefinizione dei flussi commerciali come conseguenza dell'embargo sul petrolio russo e i nuovi equilibri nell'ambito dell'OPEC Plus, compressa tra le pressioni americane, la delicata situazione dell'alleata russa e gli scarsi margini di aumento della produzione da parte di quasi tutti i paesi membri.

**Il potenziale riorientamento dei flussi del commercio mondiale**

Dopo intense negoziazioni, il 31 maggio scorso i leader dell'UE

hanno concordato un embargo sul 90% delle importazioni di greggio e prodotti raffinati russi, fatta eccezione per quei paesi privi di sbocchi sul mare.

Di fatto, il veto riguarderà il petrolio trasportato a mezzo nave, con l'eccezione della Bulgaria che potrà continuare ad importare via mare fino alla fine del 2024 e di Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia<sup>3</sup> servite dall'oleodotto Druzhba. Una simile decisione riconfigurerà in modo drammatico i flussi petroliferi mondiali e potrebbe non essere priva di conseguenze sia sul fronte delle disponibilità sia su quello dei prezzi che, al momento dell'annuncio, si sono riportati sul livello massimo di 123 doll/bbl, già toccato a marzo.

L'embargo scatterà a fine anno allo scopo di dare ai Paesi dell'UE il tempo di rifornirsi altrove; tuttavia, assicurarsi volumi sostitutivi non sarà un'impresa da poco e lo dimostra anche il fatto che, sino ad ora, la riduzione dei flussi non è stata così significativa; secondo i dati di Energy Intelligence, il totale del greggio russo importato nel mese di giugno dall'UE si è attestato a 1,7 mil. bbl/g rispetto ai 2,2 mil. bbl/g importati in media nel 2021. Quanto ai prodotti, i volumi in entrata hanno raggiunto 1,2 mil. bbl/g nelle prime tre settimane di giugno, superando la media di 1,1 milioni dello scorso anno. Mentre l'Europa è all'affannosa ricerca di vie di rimpiazzo, il successo (o meno) con cui Mosca riuscirà a vendere il suo greggio all'estero avrà enormi implicazioni per i mercati petroliferi globali e per la sua stessa capacità produttiva. Ad oggi, quel che si nota è un sensibile aumento della simbiosi tra Russia e paesi asiatici. Negli ultimi mesi India e Cina hanno aumentato l'importazione di greggio Urals di circa otto volte rispetto alla media del 2021, potendo contare su forniture fortemente scontate. La sola Cina, nel mese di maggio, ha aumentato le importazioni di petrolio dalla Russia del 55%<sup>4</sup> rispetto all'anno precedente, salendo a un livello record e sostituendo l'Arabia Saudita come primo fornitore. Una dinamica, quest'ultima, che – a tendere – potrebbe non piacere all'alleato mediorientale che si vede sottrarre quote di mercato. L'appetito dell'Asia per i barili russi fortemente scontati potrebbe aumentare ancora, soprattutto se l'India risconterà una forte domanda europea per i suoi prodotti petroliferi, quali gasolio e jet fuel. Tuttavia, un altro grande aumento delle esportazioni verso Oriente si scontra con la sfida logistica di spedire volumi così grandi dai porti russi del Baltico e del Mar Nero. Si scontra anche con la proposta del G7 di stabilire un tetto al prezzo del petrolio russo, imponendolo agli assicuratori e ai trasportatori di greggio che sono sotto la sua giurisdizione. Le sanzioni fanno quindi più male all'Europa che alla Russia? La risposta non può essere tranchant dato il groviglio di relazioni in essere. Le implicazioni possono essere numerose tanto per l'Europa quanto per la Russia, in un quadro che presenta molti interrogativi che, con buone probabilità, troveranno risposta solo quando l'embargo diventerà effettivo.

### **Quale futuro per l'OPEC Plus nel nuovo contesto energetico e geopolitico?**

La politica di attenuazione dei tagli alla produzione, in vigore da luglio 2021, si concluderà a fine agosto e, ad oggi, rimane un'incognita la modalità con cui l'Alleanza deciderà di procedere. È indubbio che il taglio storico alla produzione, deciso nel 2020 per rispondere al vuoto di domanda creato dalle misure restrittive emergenziali, abbia saputo esercitare una cruciale azione di riequilibrio del mercato. Tuttavia, in un contesto politico e di mercato completamente diverso, la sfida è quella di “domare” i prezzi con la consapevolezza di disporre di una capacità produttiva di riserva limitata, sia per i vincoli propri dei

singoli Paesi sia perché la Russia – uno dei pesi massimi dell'OPEC Plus - è in guerra e sottoposta a sanzioni. Intanto, nel corso dell'ultima riunione ministeriale, il 30 giugno scorso, l'insieme dei paesi produttori riuniti nell'Alleanza ha deciso di anticipare l'adeguamento della produzione complessiva pianificato per il mese di settembre (circa 432.000 bbl/g) ridistribuendolo equamente nei mesi di luglio e agosto 2022. La produzione dei due mesi centrali dell'estate dovrebbe quindi crescere di 648.000 bbl/g, con tutti i dubbi del caso sulla reale capacità di adempiervi, in ragione delle evidenti difficoltà di compliance accumulate negli ultimi mesi. Questa decisione ha anticipato, probabilmente non in modo casuale, la visita in Arabia Saudita del Presidente degli Stati Uniti, avvenuta a metà luglio. Nei mesi precedenti, Washington aveva esercitato una costante pressione sui produttori OPEC affinché rilasciassero più petrolio sul mercato ma senza successo. È infatti risaputo che i rapporti fra il mondo arabo e gli USA non siano dei migliori, specie dal 2003 dopo l'invasione dell'Iraq. Tuttavia, con questa decisione, l'OPEC Plus guidata dall'Arabia Saudita ha voluto offrire un ramoscello d'ulivo “agli avversari”, pur perseguendo parallelamente la priorità di mantenere a bordo la Russia e quindi di non procedere ad un rapido aumento dell'offerta per colmare l'ammacco dei flussi destinati all'Europa. Priorità suffragata anche dal confronto tra il principe saudita Mohammed bin Salman e Putin, avvenuto all'indomani della visita di Biden, e dall'esito dell'ultimo meeting congiunto lo scorso 3 agosto.

In quello che può considerarsi il primo appuntamento col futuro per l'Alleanza dei paesi produttori, è stato deciso di aumentare la produzione di settembre di appena 100.000 bbl/g, quel che di certo non incontra i desiderata di Biden. Come prevedibile, sono troppi gli elementi in gioco per individuare una soluzione in grado di considerarli tutti: si va dalla resistenza della Russia verso sensibili aumenti produttivi che potrebbero deprimere i prezzi e quindi penalizzarla ulteriormente (data la necessità di vendere i suoi barili a sconto), alle incertezze legate all'andamento della domanda nel breve periodo sino alla crescente preoccupazione per l'assottigliamento della spare capacity a seguito di una sostanziale “apertura dei rubinetti”. La capacità produttiva inutilizzata, che a seconda delle stime oscilla tra i 3 e i 3,5 mil. bbl/g - è pressoché interamente concentrata in Arabia Saudita e negli Emirati Arabi Uniti; un aumento delle rispettive produzioni ridurrebbe la già limitata flessibilità del mercato, con il rischio di generare una nuova spirale rialzista (contraria quindi alle intenzioni di chi sostiene gli incrementi produttivi). Date le cifre attuali e a meno di una importante contrazione dei consumi, l'equilibrio si manterrebbe solo in assenza di nuovi shock. Circostanza che sembra piuttosto improbabile dato il contesto di guerra e di imminente entrata in vigore dell'embargo sul petrolio russo.

Equilibrio domanda-offerta (mil bbl/g)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Oil Market Report, luglio 2022

**Un futuro indecifrabile**

L'incapacità di decifrare l'andamento del mercato nei prossimi mesi è chiaramente rappresentata dalle differenze nelle previsioni di prezzo elaborate dai principali centri di analisi. Si va dalle stime prossime a 65 doll/bbl di Citigroup ai 380 doll/bbl ipotizzati da Jp Morgan in uno scenario estremo. Un range che denota tutte le incertezze di questo momento storico.

La cautela di Citigroup trova motivazione nei timori di recessione che potrebbero, congiuntamente agli alti livelli di prezzo osservati da marzo, erodere progressivamente i consumi, anche in ragione di un contesto pandemico non ancora risolto. Il cosiddetto anxiety discount – calo dei prezzi associato ad aspettative di recessione economica e ad altri shock - si scontra però con l'ancora presente war premium – aumento delle quotazioni legato agli effetti della guerra - che trascina con sé il rischio di una drastica riduzione delle forniture russe. Riduzione indotta dalle sanzioni e potenzialmente accelerata dalla stessa Mosca come arma di ritorsione. È questa l'ipotesi di JP Morgan, secondo cui l'imposizione di un tetto al prezzo del petrolio russo – attualmente in discussione nell'ambito del G7 - potrebbe indurre la Russia ad una reazione di rappresaglia, privando il mercato di volumi pari a 3-5 mil. bbl/g. Secondo gli analisti, la solidità della posizione fiscale del paese, gli permetterebbe di realizzare una simile manovra senza danni eccessivi per la sua economia. Per il resto del mondo però, le conseguenze sarebbero enormi. Un taglio di 3 mil. bbl/g alle forniture giornaliere spingerebbe i prezzi del

Brent a 190 doll/bbl, mentre lo scenario peggiore (5 milioni sottratti) potrebbe comportare un balzo a 380 doll/bbl. Pur senza delineare simili shock, anche Goldman Sachs si colloca nella fascia rialzista degli analisti del mercato; per la seconda metà del 2022 e i primi mesi del 2023, la banca d'affari ha infatti confermato la sua prospettiva di prezzi elevati, con il Brent atteso portarsi in media sui 135 doll/bbl in ragione del permanere di un deficit strutturale dell'offerta. In conclusione, i prezzi estremi non sono una novità per i mercati petroliferi, ma la combinazione di una pandemia, una guerra, una crisi energetica e una transizione verso le fonti low carbon rendono la situazione più difficile da gestire e lasciano il mercato in balia del "qui e ora". Le dinamiche innescate dalla guerra e i fondamentali del mercato petrolifero sono ad oggi pieni di incertezze, poiché sia i consumi che la produzione potrebbero cambiare improvvisamente e drasticamente a causa di sanzioni, riorientamento dei flussi, assorbimento della capacità produttiva inutilizzata, prezzi elevati o recessione. Quel che, però, appare evidente è che mentre il raffreddamento dei consumi può essere congiunturale, le criticità lato produzione sono strutturali benché aggravate da dinamiche contingenti. Come chiaramente espresso dall'Agenzia Internazionale per l'Energia nel suo ultimo report mensile, non c'è dubbio che il mercato del petrolio "stia viaggiando sul filo del rasoio".

<sup>1</sup> Nigeriano, al timone dell'Organizzazione degli esportatori di petrolio dal 2016, Barkindo aveva parlato in questi termini in pubblico in occasione di una conferenza ad Abuja il 5 luglio 2022; qualche ora dopo è deceduto, in circostanze ancora da chiarire;

<sup>2</sup> Nella sua definizione iniziale, il piano di attenuazione dei tagli doveva concludersi a settembre 2022 mentre l'Accordo che tiene in vita l'Alleanza a dicembre dello stesso anno;

<sup>3</sup> Polonia e Germania, che in parte importano attraverso quest'ultimo, si sono impegnate ad azzerare i flussi entro dicembre;

<sup>4</sup> Secondo i dati dell'amministrazione generale cinese delle dogane, le importazioni di petrolio russo, comprese le forniture pompate attraverso l'oleodotto dell'Oceano Pacifico della Siberia orientale e le spedizioni marittime dai porti russi dell'Europa e dell'Estremo Oriente, sono state di quasi 8,42 milioni di tonnellate. Fonte: Staffetta Quotidiana.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 19 luglio 2022 343/2022/R/eel** | **“Governance del mercato elettrico europeo del giorno prima e infragiornaliero, verifica degli schemi contrattuali per l'adozione della regola di voto a maggioranza qualificata”** | pubblicata il 22 luglio 2022 | **Download <https://www.arera.it/it/docs/22/343-22.htm>**

Con la deliberazione 343/2022/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha positivamente verificato le modifiche apportate ai contratti europei denominati “Day Ahead Operations Agreement” (DAOA) e “Intra Day Operations Agreement” (IDOA), entrambi sottoscritti dai Nominated Electricity Market Operator (NEMO) e dai Transmission System Operators (TSO) operanti nel coupling unico europeo.

In particolare, i predetti contratti sono stati modificati al fine di introdurre la regola di voto a maggioranza qualificata<sup>1</sup> per le decisioni congiunte assunte da tutti i NEMO e TSO.

Nello specifico, l'adozione di tale regola di voto consente di migliorare l'efficienza del processo decisionale e di governance del Market Coupling Steering Committee (MCSC) sulle tematiche comuni al coupling unico del giorno prima (SDAC) e al coupling unico infragiornaliero (SIDC), a beneficio di tutti gli operatori del mercato elettrico UE.

**Deliberazione 19 luglio 2022 341/2022/R/eel** | **“Parere al Ministro della Transizione Ecologica sulle proposte di modifica alla disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal Gestore dei mercati energetici”** | pubblicata il 22 luglio 2022 | **Download <https://www.arera.it/it/docs/22/341-22.htm>**

Con la deliberazione 341/2022/R/eel, l'ARERA ha espresso al Ministero della Transizione Ecologica (MITE), il proprio parere favorevole in merito alle proposte di modifica predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico ed alla Disciplina del Mercato del Gas naturale, con riferimento alla gestione e regolazione dei pagamenti degli operatori sui mercati dell'energia.

In particolare le predette modifiche - entrate in vigore il 21 marzo u.s. con la pubblicazione sul sito internet del GME<sup>2</sup> - hanno previsto in via d'urgenza che, transitoriamente e fino a successivo provvedimento, la regolazione dei pagamenti degli operatori debitori netti sia effettuata mediante lo strumento SEPA Credit Transfer urgente o equivalente e che, pertanto, lo strumento del SDD (Sepa Direct Debit), non trovi applicazione con riferimento alla regolazione dei pagamenti per i mercati ME, MGAS e/o sulla PCE.

A supporto del parere reso, l'ARERA ha specificato che le

succitate proposte di modifica sono volte a contenere i maggiori oneri finanziari a carico degli operatori a seguito dei recenti incrementi di prezzo sui mercati energetici, consentendo il reintegro in tempi apprezzabilmente più ridotti delle garanzie dagli stessi versate e comportano altresì la riduzione dei tempi di giacenza della liquidità sui conti di gestione del GME, contenendo gli oneri finanziari dallo stesso sostenuti.

## GAS

**Decreto ministeriale n. 287 del 20 luglio 2022** | **“ Riempimento stoccaggio - GSE - Servizio di ultima istanza”** | pubblicata il 21 luglio 2022 | **Download <https://www.mite.gov.it/>**

In attuazione di quanto previsto dal Decreto Legge 30 giugno 2022, n. 80, contenente “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale”, il Ministero della Transizione Ecologica (MITE), con il Decreto ministeriale n. 287 del 20 Luglio 2022 (nel seguito: D.M. 20 luglio 2022 n. 287), ha disciplinato il servizio di riempimento di ultima istanza dello stoccaggio di gas naturale erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

In particolare, ai sensi dell'articolo 1 del D.M. 20 luglio 2022 n. 287, il GSE, in coordinamento con Snam S.p.A., è chiamato ad avviare un programma di acquisti di quantitativi di gas naturale ai fini dello stoccaggio e della successiva vendita entro il 31 dicembre 2022, nel limite di un controvalore pari a 4.000 milioni di euro.

Al riguardo, al fine di assicurare la quantità di volumi di gas da approvvigionare, il citato decreto stabilisce che il GSE e Snam stipulino un contratto di servizio, che disciplini l'attività che quest'ultima svolge per conto del GSE sul comparto per l'approvvigionamento del gas di sistema (AGS) organizzato e gestito dal GME, ai fini dell'acquisto, dello stoccaggio, e della conseguente cessione al GSE della giacenza di gas stoccato.

## AMBIENTALE

**Comunicato GME** | **“Ampliamento del numero dei book di negoziazione attivabili nell'ambito del MCIC - aggiornamento DTF n. 03 MCIC”** | pubblicata il 06 luglio 2022 | **Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori che, a partire dalla sessione del 14 luglio u.s., il numero dei book di negoziazione attivabili nell'ambito del Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (MCIC) è

stato ampliato includendo un ulteriore book di negoziazione riferito all'anno di validità "n+1" per le seguenti due tipologie di certificati:

- i) "CIC biocarburanti" – fonte Biometano;
- ii) "CIC<sub>BMTAV</sub> biometano avanzato".

L'ampliamento dei book di negoziazione si è reso necessario per recepire la modifica, predisposta dal GSE, dei flussi informativi funzionali all'organizzazione e gestione del mercato MCIC a seguito del rilascio, a partire dall'anno corrente (i.e.

2022), dei "CIC biocarburanti – fonte Biometano" e "CIC<sub>BMTAV</sub> biometano avanzato" con anno di validità "n+1", riconosciuti ai produttori di biometano qualificati dal GSE ai sensi dell'art. 5 del D.M. 2 marzo 2018<sup>3</sup>.

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso noto di aver aggiornato, per le finalità sopra indicate, la DTF n.03 MCIC recante "Modalità di accesso al sistema informatico, sistema di garanzia e funzionamento del MCIC", modificata al fine di adeguare le schermate ivi presenti, che illustrano la nuova configurazione dei book di negoziazione presenti sulla piattaforma di mercato.

<sup>1</sup> Qualified Majority Voting (QMV);

<sup>2</sup> Cfr. Newsletter n.158 aprile 2022. Il GME al riguardo ha pubblicato specifico comunicato disponibile al seguente [link](#);

<sup>3</sup> [https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/DM-biometano-2-marzo\\_2018\\_FINALE.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/DM-biometano-2-marzo_2018_FINALE.pdf);

# Gli appuntamenti

15-19 agosto

## **International Innovation Forum on Off-shore Wind and Wave Energy**

Evento online e in presenza

Macao, Cina

Organizzato da Ieee

<http://www.ifoswwe.org>

16-18 agosto

## **International Conference on Sustainable Energy Technologies**

Evento in presenza

Istanbul, Turchia

Organizzato da Wsset e Haliç University

<https://set2022.org/>

24-25 agosto

## **Energy Informatics**

Evento online e in presenza

Vejle, Danimarca

Organizzato da Energy Informatics Academy

<https://www.energyinformatics.academy/eia-2022-conference>

24-26 agosto

## **International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering**

Brest, Francia

Organizzato da Université de Brest

<http://www.reee.net>

25-27 agosto

## **Power System and Green Energy Conference**

Shanghai, Cina

Organizzato da PSGEC

<https://www.psgec.org>

28-30 agosto

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

Istanbul, Turchia

Organizzato da CGEE

Website: <http://www.cgEE.org>

5-8 settembre

## **Gastech 2022: The heart of the gas, LNG, hydrogen and energy conversation**

Milano, Italia

Organizzato da DMG events

<https://www.gastechevent.com>

7 settembre

## **Solar Belt Boom**

Milano, Italia

Organizzato da REA srl – Reliable Energy Advisors

<https://readvisor.eu/solar-belt-boom/>

7-8 settembre

## **International Conference on Sustainable Development**

Evento online e in presenza

Roma

Organizzato da European Center of Sustainable

Development - CIT University

<https://ecsdev.org/conference/10th-icsd-2022>

9-11 settembre

## **International Conference on Power and Energy Systems Engineering**

Evento online e in presenza

Kyoto, Giappone

Organizzato da Cpese

<http://www.cpese.net>

9-11 settembre

## **International Conference on Renewable Energy and Development**

Kyoto, Giappone

Organizzato da Icred

<http://www.icred.org>

12-16 settembre

## **International Conference on Energy and Environment Research**

Porto, Portogallo

Organizzato da Iceer

<http://iceer.net/>

14-16 settembre

## **Sustainability in Energy and Buildings**

Spalato, Croazia

Organizzato da Kes International

<http://seb-22.kesinternational.org/index.php>

20-21 settembre

## **Annual Research Conference 2022**

Siviglia, Spagna

Organizzato da Joint Research Centre (JRC) e dal

Directorate-General for Economic and Financial Affairs (DG

ECFIN)

[https://ec.europa.eu/economy\\_finance/arc2022](https://ec.europa.eu/economy_finance/arc2022)

21-23 settembre

### **REMTECH EXPO**

Ferrara, Italia

Organizzato da RemTech

<http://www.remtechexpo.com/index.php/it/>

21-23 settembre

### **Festival dell'acqua**

Torino, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://festivalacqua.org/>

23-26 settembre

### **International Conference on Smart Grid Technologies**

Shanghai, Cina

Organizzato da Icsigt

<http://www.icsigt.org>

23-26 settembre

### **International Conference on Power and Renewable Energy**

Shanghai, Cina

Organizzato da Shanghai Maritime University

<http://www.icpre.org>

23-25 settembre

### **International Conference on Renewable Energy and Environment**

Eskisehir, Turchia

Organizzato da Icree

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





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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto:governance@mercatoelettrico.org)  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
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.