

APPROFONDIMENTI

MERCATO PETROLIFERO: FORZE OPPOSTE IN GIOCO

di Lisa Orlandi - RIE

Volatilità e forze che agiscono in direzioni opposte sono i connotati più evidenti dei primi mesi del 2023, un anno che – alla stregua dei tre precedenti – si sta rivelando tutt'altro che scontato.

Da gennaio ad aprile, i prezzi del Brent Dated hanno oscillato nella banda 70-90 doll/bbl, con andamenti mutevoli ora al rialzo ora al ribasso, in risposta a dinamiche e variabili che non si possono inquadrare in modo univoco, rendendo difficile l'interpretazione del quadro complessivo.

Riavvolgiamo brevemente il nastro sulla fine del 2022 per meglio comprendere lo scenario con cui si è aperto il nuovo anno. A partire dallo scorso agosto, il prezzo del greggio di riferimento europeo ha abbandonato la soglia dei 100 doll/bbl per ripiegare verso la fascia 80-90. Un calo sensibile ma non verticale, per via della compresenza di fattori che hanno agito sui prezzi in senso opposto. Da un lato il cosiddetto anxiety discount, vale a dire la riduzione (sconto) delle quotazioni

causata da aspettative di peggioramento della situazione economica generale e di conseguente calo dei consumi, a rischio anche per la recrudescenza dei contagi da Covid-19 in Cina. Merita, infatti, rilevare che il paese asiatico – per la prima volta dall'inizio del Millennio – ha riportato nel 2022 una variazione annua negativa dei consumi in ragione della crisi immobiliare domestica e della politica zero-Covid adottata dal governo anche in presenza di tassi minimi di contagio. Una condizione che ha giocato forza determinato una frenata delle attività economiche. Dall'altro lato, invece, il war premium, ovvero l'aumento dei prezzi (premio) generato dai rischi geopolitici, che ha contribuito a definire una sorta di floor minimo attorno agli 80 doll/bbl. Il ridimensionamento è stato altresì contenuto dalla decisione a sorpresa dell'OPEC Plus di tagliare la produzione di petrolio di 2 mil. bbl/g a partire da novembre, dopo una politica di aumenti produttivi continui nel corso del 2022.

continua a pagina 24

Monitoraggio costante ai mercati

Scarica la GME APP



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2023

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Mercato petrolifero: forze opposte in gioco

di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile il Pun si conferma ai minimi da settembre 2021 (134,97 €/MWh), così come i prezzi registrati sulle principali borse elettriche europee. Con i costi del gas pressoché invariati, la modesta variazione mensile del prezzo italiano si inserisce in un contesto connotato da acquisti molto esigui (MGP: 20,7 TWh), import netto ai massimi e liquidità del mercato in crescita al 78,4%. A livello zonale i prezzi di vendita tornano a convergere a

133/136 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,0 TWh (-5,8% su marzo), di cui oltre 0,4 GWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano quasi 277 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Maggio 2023 chiude il mese ad un prezzo di 142,62 €/MWh. Ai minimi da inizio 2010, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Al pari di quanto osservato sulle principali borse europee il Pun si conferma ai minimi dall'autunno 2021, attestandosi a 134,97 €/MWh. Analogamente all'andamento dei costi del gas (46 €/MWh), debole risulta anche la riduzione mensile del prezzo italiano dell'elettricità, in un contesto di acquisti in forte flessione e ai minimi degli ultimi tre anni (anche in virtù di un

clima mite e un calendario con numerose festività e ponti), e di livelli di import netto mai così elevati.

La dinamica mensile del Pun si concentra nelle ore a maggior carico, per un rapporto picco/baseload sceso a 1,04, mentre in lieve aumento risultano i prezzi nelle ore fuori picco. (Grafico 1 e Tabella 1).

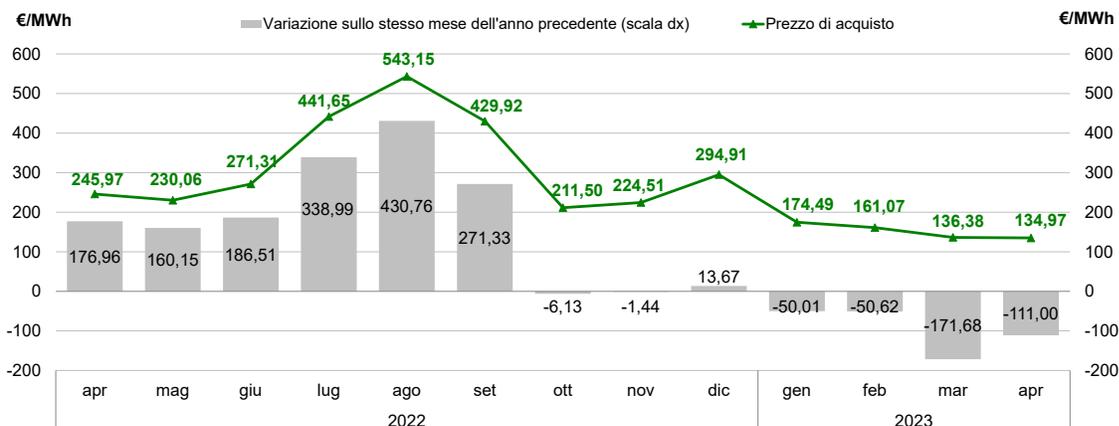
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	134,97	245,97	-111,00	-45,1%	22.564	-3,6%	28.793	-6,4%	78,4%	76,1%
<i>Picco</i>	140,12	259,83	-119,71	-46,1%	27.687	-2,9%	35.421	-5,1%	78,2%	76,5%
<i>Fuori picco</i>	132,77	239,55	-106,79	-44,6%	20.368	-3,2%	25.953	-6,4%	78,5%	75,9%
<i>Minimo orario</i>	10,00	10,00			13.261		17.904		67,7%	61,1%
<i>Massimo orario</i>	260,00	470,00			31.103		39.705		88,0%	87,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



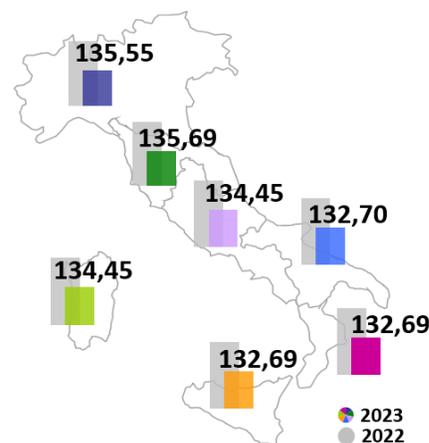
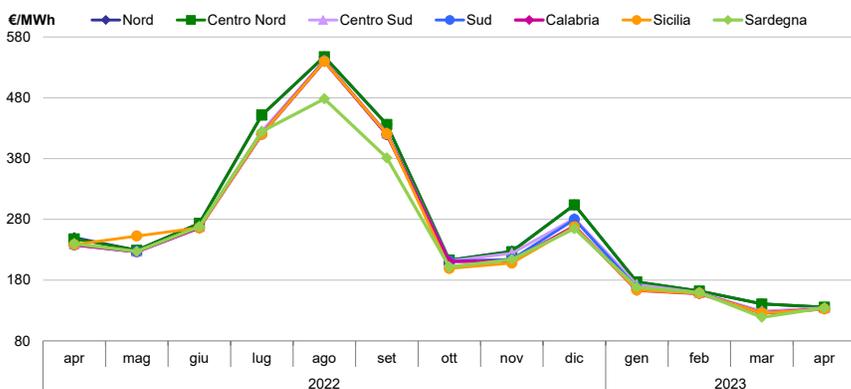
I PREZZI ZONALI

A livello locale, in presenza di minori volumi rinnovabili nelle zone centro-meridionali e sulle isole e di un calo delle vendite degli impianti a carbone, i prezzi di vendita convergono a

133/136 €/MWh, in calo mensile di 5 €/MWh al Nord e Centro Nord e in crescita di 15 €/MWh in Sardegna e di 6/7 €/MWh nelle altre zone (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia scende a 20,7 TWh, minimo da giugno 2020, a fronte di una liquidità del mercato che si porta al 78,4%, massimo da settembre 2021, in corrispondenza di movimentazioni

over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP mai così basse (4,5 TWh) e di una più debole riduzione della componente scambiata direttamente sulla borsa del GME (16,2 TWh) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.246.009	-3,6%	78,4%
Operatori	8.966.159	-16,8%	43,2%
GSE	2.223.792	-0,2%	10,7%
Zone estere	5.054.463	+31,0%	24,4%
Saldo programmi PCE	1.595	+2058,9%	0,0%
PCE (incluso MTE)	4.485.143	-15,2%	21,6%
Zone estere	24.115	-23,9%	0,1%
Zone nazionali	4.462.623	-15,1%	21,5%
Saldo programmi PCE	-1.595		
VOLUMI VENDUTI	20.731.151	-6,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.052.428	+2,2%	
OFFERTA TOTALE	37.783.580	-2,7%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

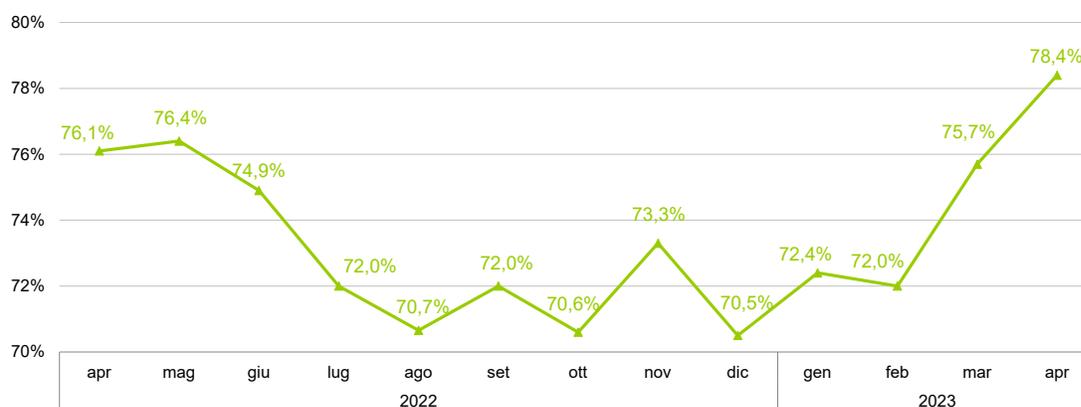
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.246.009	-3,6%	78,4%
Acquirente Unico	1.338.850	-48,7%	6,5%
Altri operatori	12.180.620	+6,3%	58,8%
Pompaggi	24.465	+458,4%	0,1%
Zone estere	189.031	-57,8%	0,9%
Saldo programmi PCE	2.513.043	+7,5%	12,1%
PCE (incluso MTE)	4.485.143	-15,2%	21,6%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	6.998.186	-8,2%	33,8%
Saldo programmi PCE	-2.513.043		
VOLUMI ACQUISTATI	20.731.151	-6,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	944.420	+118,5%	
DOMANDA TOTALE	21.675.571	-4,0%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



A livello zonale i volumi nazionali risultano in diffusa flessione mensile e si attestano a 20,5 TWh in acquisto e al minimo storico di 15,7 GWh in vendita, con l'unica eccezione della Calabria (+0,4 GWh). Ancora esigui e in calo gli acquisti esteri

(esportazioni), pari a 0,3 TWh, mentre risulta molto elevato l'import, a 5,1 TWh, in aumento soprattutto sulla frontiera svizzera in corrispondenza di un innalzamento della NTC (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	15.398.577	21.387	-5,1%	7.241.733	10.058	-16,4%	11.591.505	16.099	-6,6%
Centro Nord	1.453.445	2.019	-10,3%	1.246.852	1.732	-3,0%	1.750.108	2.431	-6,5%
Centro Sud	5.480.515	7.612	-8,3%	1.743.358	2.421	-16,4%	3.630.803	5.043	-2,5%
Sud	4.686.305	6.509	-4,3%	2.303.099	3.199	-23,5%	1.307.870	1.816	-4,0%
Calabria	2.377.647	3.302	-14,6%	1.238.360	1.720	+15,9%	398.412	553	-2,1%
Sicilia	2.093.800	2.908	-3,1%	1.043.786	1.450	-7,6%	1.239.072	1.721	-3,2%
Sardegna	1.114.850	1.548	-6,9%	835.387	1.160	-18,5%	624.351	867	-2,7%
Totale nazionale	32.605.139	45.285	-6,5%	15.652.574	21.740	-14,3%	20.542.121	28.531	-5,3%
Estero	5.178.440	7.192	+30,2%	5.078.577	7.054	+30,6%	189.031	263	-57,8%
Sistema Italia	37.783.580	52.477	-2,7%	20.731.151	28.793	-6,4%	20.731.151	28.793	-6,4%

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

LE FONTI

La forte riduzione mensile delle vendite nazionali si concentra sugli impianti a fonte tradizionale, in diffusa e intensa flessione a livello zonale. La dinamica interessa prevalentemente gli impianti termoelettrici alimentati da combustibili diversi dal gas naturale, soprattutto a carbone sulla penisola e in Sardegna e ad olio in Sicilia, e fa seguito ai comunicati di Terna del **31 marzo** e **1 aprile**. Su tali impianti si osserva una riduzione dell'offerta

competitiva, in parte riconducibile ad indisponibilità comunicate ai sensi Remit, che favorisce un calo delle vendite soprattutto del carbone (0,3 GWh medi orari, erano circa 2,6 GWh mediamente negli ultimi dodici mesi). In virtù delle suddette dinamiche, alimentate anche da un calo delle vendite a ciclo combinato, la quota di mercato degli impianti rinnovabili sale al 44,6% (+7 p.p. su marzo) (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
Fonti tradizionali	6.713	-20,9%	632	-3,2%	781	-34,7%	1.150	-41,9%	1.276	+34,0%	713	-3,4%	718	-19,8%	11.983	-19,6%
Gas	5.712	-22,8%	578	-6,0%	503	-8,1%	938	-23,6%	1.210	+48,5%	691	-0,2%	469	+19,0%	10.102	-13,6%
Carbone	22	-91,0%	-	-	54	-87,7%	15	-97,6%	0	-	-	-	205	-52,1%	295	-82,9%
Altre	980	+15,6%	54	+41,7%	224	+7,4%	196	+48,0%	66	-52,1%	22	-51,7%	44	-40,4%	1.586	+6,9%
Fonti rinnovabili	3.299	-5,7%	1.100	-2,8%	1.627	-4,3%	2.049	-6,9%	444	-16,4%	731	-11,9%	435	-17,5%	9.685	-7,1%
Idraulica	1.500	-11,4%	211	+2,7%	669	+7,9%	472	-12,0%	103	-	158	-8,1%	67	-29,2%	3.179	-7,4%
Geotermica	-	-	614	-2,9%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	614	-2,9%
Eolica	27	+17,7%	30	-6,1%	537	-14,9%	1.267	-4,0%	264	-22,3%	429	-18,6%	239	-22,6%	2.793	-12,2%
Solare e altre	1.772	-0,6%	245	-6,5%	421	-6,3%	310	-10,0%	77	-0,2%	144	+10,0%	130	+4,0%	3.099	-2,3%
Pompaggio	46	+16,9%	-	-	13	-	-	-	-	-	5,77	-	7	-	71	+82,8%
Totale	10.058	-16,4%	1.732	-3,0%	2.421	-16,4%	3.199	-23,5%	1.720	+15,9%	1.450	-7,6%	1.160	-18,5%	21.740	-14,3%

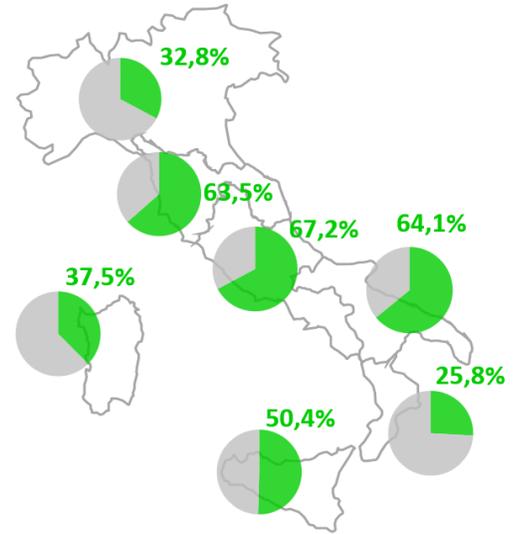
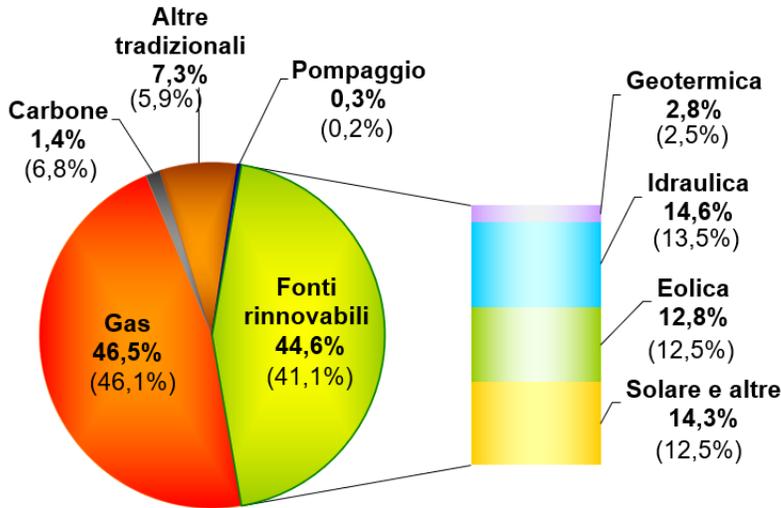
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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 ad aprile al massimo storico di 4,9 TWh, in crescita del 18,1% su marzo. La dinamica si concentra prevalentemente sulla frontiera svizzera, connotata da un deciso innalzamento della NTC (+0,7 MW medi), ma interessa anche quelle francese e greca, lungo le quali l'aumento dei flussi in entrata riflette un maggior numero di ore in cui i prezzi italiani limitrofi

sono risultati superiori a quelli esteri (NORD-FR: 89%, +22 p.p.; SUD-GR: 44%, +15 p.p.). Limitazioni alle importazioni si osservano solo nelle giornate delle festività pasquali (9 e 10 aprile), indotte da livelli di NTC molto bassi e dall'applicazione del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi sulle tre frontiere in coupling (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*	1.869.274 (1.356.160)	96,3% (82,9%)	1,8% (15,0%)	1,9% (2,1%)	77,6% (51,4%)	1,0% (4,4%)	2.875 (2.801)	1.879.949 (1.435.826)	1.879.949 (1.404.117)	1.076 (1.113)	10.675 (79.666)	10.675 (77.616)
Italia - Svizzera	1.936.749 (1.266.343)	98,5% (94,6%)	1,0% (5,4%)	0,5% (-)	- (-)	- (-)	3.288 (2.446)	1.971.275 (1.341.257)	n/a n/a	2.957 (2.241)	34.526 (74.915)	n/a n/a
Italia - Austria*	144.761 (194.655)	94,0% (93,6%)	5,3% (2,4%)	0,7% (4,0%)	92,4% (91,7%)	4,7% (1,8%)	221 (298)	148.123 (196.715)	148.123 (196.715)	92 (121)	3.362 (2.060)	3.362 (2.060)
Italia - Slovenia*	406.309 (402.781)	94,2% (94,7%)	4,9% (1,9%)	0,9% (3,4%)	88,1% (77,2%)	2,8% (0,7%)	645 (654)	424.244 (409.126)	424.244 (409.126)	670 (669)	17.935 (6.344)	17.935 (6.344)
Italia - Montenegro	402.781 (388.937)	98,9% (100,0%)	1,1% (-)	- (-)	49,6% (58,5%)	- (-)	600 (588)	417.963 (397.352)	n/a n/a	527 (686)	15.182 (8.414)	n/a n/a
Italia - Grecia	194.628 (-23.797)	81,4% (46,5%)	17,8% (53,5%)	0,8% (-)	- (-)	- (-)	514 (525)	231.732 (108.376)	231.732 (108.376)	508 (525)	37.104 (132.173)	37.104 (132.173)
Italia - Malta	-7.210 (-67.489)	17,1% (-)	44,9% (96,4%)	38,0% (3,6%)	- (-)	- (1,9%)	225 (224)	5.292 (-)	n/a n/a	225 (224)	12.502 (67.489)	n/a n/a
TOTALE**	4.947.292 (3.517.590)							5.078.578 (3.888.651)	2.684.048 (2.118.333)		131.287 (371.061)	69.076 (218.193)

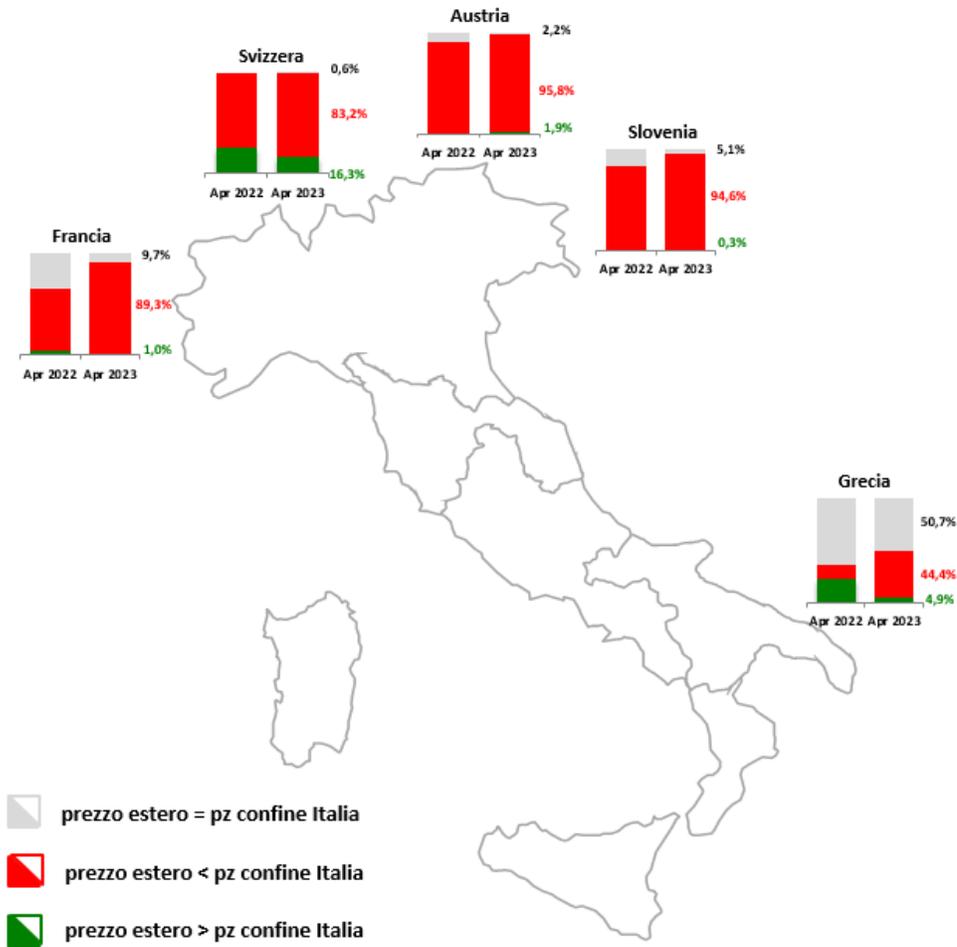
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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



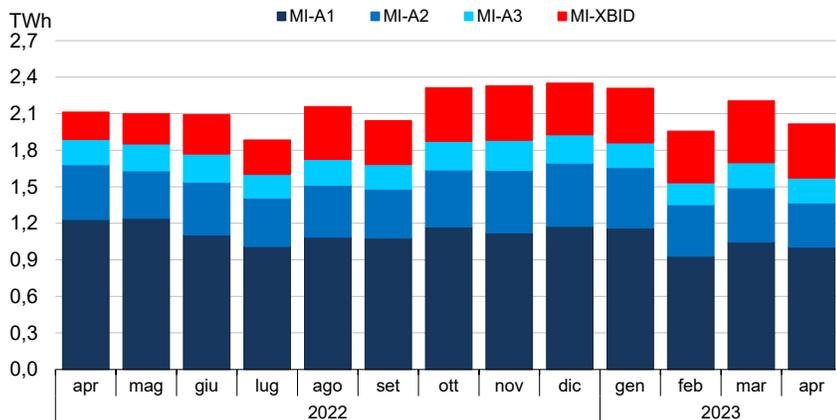
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ad aprile i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,0 TWh (-5,8% su marzo). La riduzione interessa sia i mercati in asta, su cui rimane concentrata la gran parte degli scambi (1,6 TWh, di cui 1,0 TWh sul MI-A1), che XBID, in cui le quantità scambiate restano comunque elevate (444,8 GWh) e gli abbinamenti inferiori solo ai massimi di marzo (quasi 277 mila). Circa il 90% degli scambi XBID risulta ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con un aumento dei volumi negoziati tra zone nazionali, la cui quota sale al 35%. Contestualmente si riduce al 55% la quota degli scambi aventi una controparte estera e resta pressoché invariata al 10%

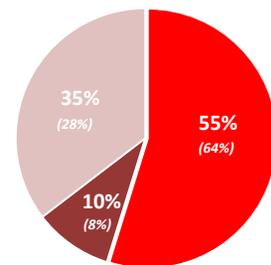
quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale. Al pari del MGP, appare modesta la variazione mensile dei prezzi sul MI (-2/+2%), allineati a 133/135 €/MWh e tutti leggermente inferiori ai corrispondenti valori del MGP. Il ranking dei prezzi zonal segue quanto osservato sul MGP, con un analogo assottigliamento del differenziale tra le quotazioni centro-settentrionali e quelle delle altre zone (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Anche nel mese di aprile, infine, si registrano su XBID abbinamenti a prezzi negativi, prevalentemente il lunedì festivo dopo Pasqua, in tutte le zone ma soprattutto al centro-settentrione.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID		Totale			
	MWh (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %		
Nord	444.627	-25,3%	134.063	-13,4%	66.489	3,9%	645.179	-20,7%	106.724	114,4%	751.903	-12,9%
Centro Nord	71.943	1,9%	28.451	-11,5%	15.877	21,1%	116.271	0,4%	27.278	61,7%	143.549	8,2%
Centro Sud	204.647	0,4%	53.915	-32,0%	29.587	-2,4%	288.149	-8,1%	35.993	19,8%	324.142	-5,6%
Sud	140.868	-11,1%	68.683	-17,5%	45.113	9,7%	254.663	-9,9%	52.778	95,0%	307.441	-0,8%
Calabria	21.381	-22,1%	11.161	8,4%	5.503	-42,6%	38.045	-19,6%	8.188	76,4%	46.233	-11,1%
Sicilia	62.553	-35,4%	22.056	-44,6%	12.715	-31,2%	97.324	-37,3%	16.319	61,1%	113.643	-31,2%
Sardegna	23.387	-26,3%	16.922	-0,5%	12.104	22,2%	52.413	-10,6%	6.226	-6,3%	58.639	-10,2%
Esterio	33.500	-28,1%	28.666	-16,7%	16.614	-15,2%	78.780	-21,7%	191.306	137,4%	270.086	49,1%
Totale	1.002.906	-18,5%	363.918	-19,3%	204.002	-1,0%	1.570.825	-16,8%	444.810	97,0%	2.015.636	-4,6%

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID		Totale			
	MWh (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %		
Nord	449.476	-21,4%	131.495	-9,2%	77.186	3,9%	658.158	-16,8%	141.402	104,5%	799.560	-7,0%
Centro Nord	43.969	-12,6%	15.090	-32,5%	7.512	-20,7%	66.571	-19,0%	23.288	42,5%	89.859	-8,8%
Centro Sud	184.462	-30,3%	52.255	-39,3%	26.561	9,6%	263.278	-29,8%	46.535	158,0%	309.813	-21,2%
Sud	95.219	-47,7%	50.346	-32,7%	31.461	1,0%	177.026	-38,5%	67.909	178,4%	244.935	-21,6%
Calabria	65.811	52,5%	13.586	-13,1%	9.741	27,6%	89.138	34,2%	16.479	416,8%	105.617	51,7%
Sicilia	81.524	13,1%	20.302	-48,8%	10.506	-40,4%	112.332	-13,2%	18.630	149,0%	130.962	-4,3%
Sardegna	16.267	-13,2%	12.828	-18,4%	6.987	-24,6%	36.081	-17,5%	9.169	82,0%	45.250	-7,2%
Esterio	66.178	138,8%	68.017	31,0%	34.047	5,1%	168.242	50,2%	121.399	47,8%	289.641	49,2%
Totale	1.002.906	-18,5%	363.918	-19,3%	204.002	-1,0%	1.570.825	-16,8%	444.810	97,0%	2.015.636	-4,6%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

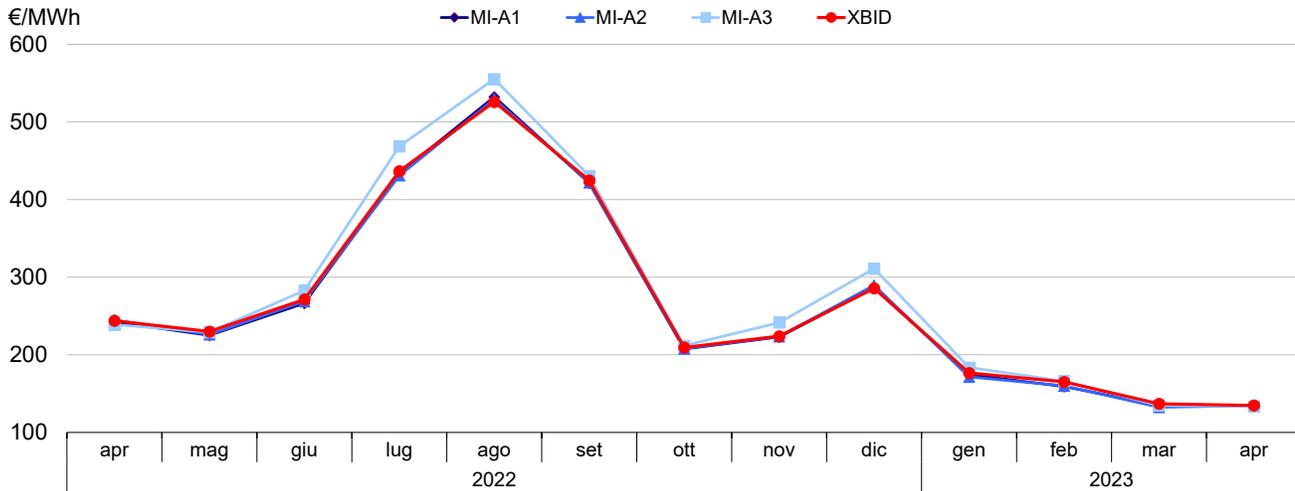


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h) €/MWh var %		MI-A2 (1-24 h) €/MWh var %		MI-A3 (13-24 h) €/MWh var %		X-BID (1-24 h) €/MWh var %	
Nord	135,55	135,67	134,48 (-0,8%)	-46,0%	135,47 (-0,1%)	-46,1%	133,90 (-1,3%)	-45,3%	135,73 (+0,1%)	-45,0%
Centro Nord	135,69	135,94	134,60 (-0,8%)	-45,5%	135,59 (-0,1%)	-45,6%	133,99 (-1,4%)	-45,0%	138,04 (+1,7%)	-45,2%
Centro Sud	134,45	134,15	133,66 (-0,6%)	-43,8%	134,86 (+0,3%)	-43,7%	133,71 (-0,3%)	-42,7%	134,41 (-0,0%)	-43,7%
Sud	132,70	132,41	131,86 (-0,6%)	-44,2%	133,04 (+0,3%)	-44,1%	132,21 (-0,1%)	-43,0%	132,90 (+0,2%)	-44,2%
Calabria	132,69	132,39	131,76 (-0,7%)	-44,2%	132,86 (+0,1%)	-44,1%	131,65 (-0,6%)	-43,3%	131,47 (-0,9%)	-44,6%
Sicilia	132,69	132,39	131,76 (-0,7%)	-44,2%	132,86 (+0,1%)	-44,3%	131,45 (-0,7%)	-43,6%	131,62 (-0,8%)	-44,1%
Sardegna	134,45	134,15	133,66 (-0,6%)	-43,8%	134,86 (+0,3%)	-43,8%	133,87 (-0,2%)	-42,4%	135,28 (+0,6%)	-43,5%

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

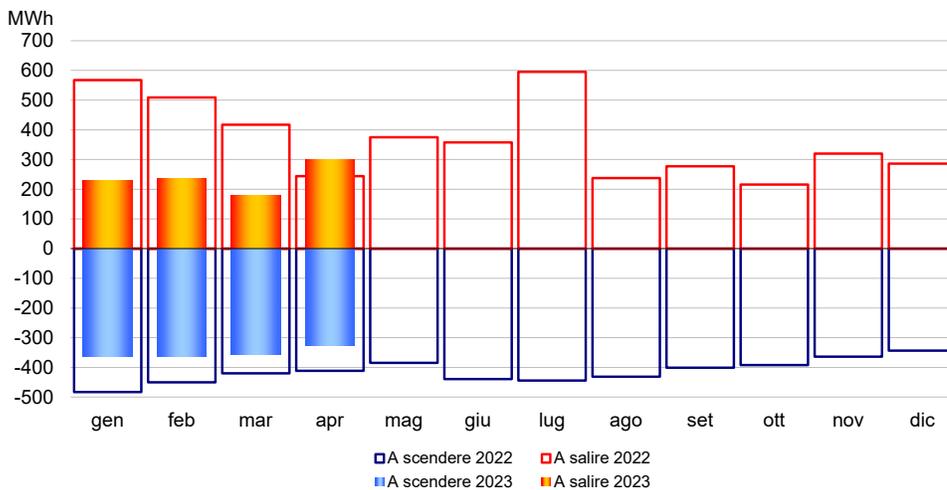
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Si confermano ancora modesti i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire (0,2 TWh) tuttavia in

aumento rispetto al minimo storico di marzo e le sue vendite ai minimi da fine 2012 (0,2 TWh) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG, dopo alcuni mesi di inattività, si osservano 12 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per

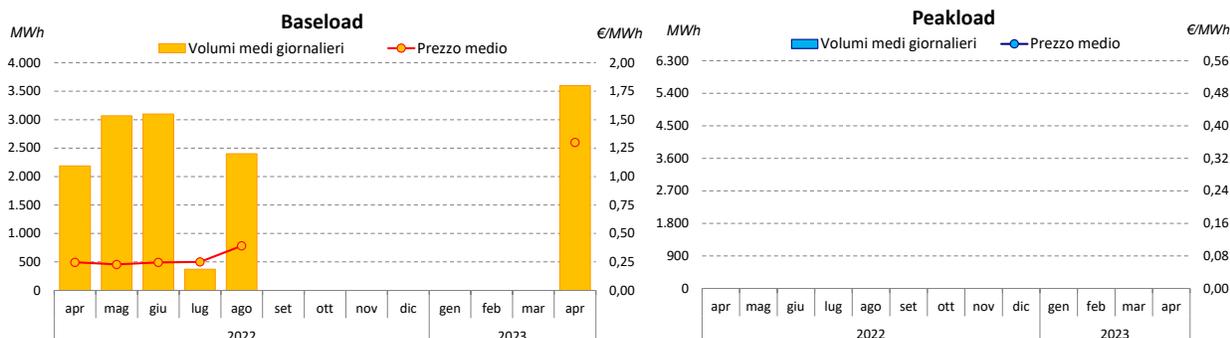
volumi pari a 36 GWh. Gli scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 1,30 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	12	10/30	1,30	1,30	1,30	36.000	3.600
	(17)	10/30	(0,25)	(0,20)	(0,30)	(21.888)	(2.189)
Peakload	-	0/20	-	-	-	-	-
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	12					36.000	
	(17)					(21.888)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi ad aprile. Il prodotto Maggio 2022 chiude il periodo di contrattazione ad un prezzo di 142,62 €/MWh sul baseload e di 156,43 €/MWh

sul peakload per una posizione aperta complessiva che a fine mese si attesta a 45,5 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

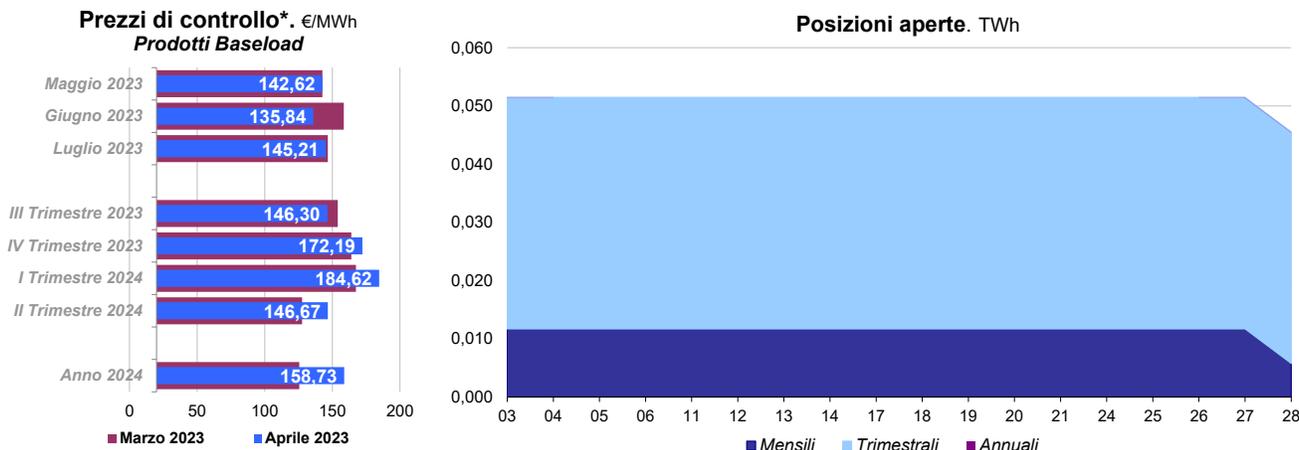
Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Maggio 2023	142,62	+0,0%	-	-	-	-	-	8	5.952
Giugno 2023	135,84	-14,3%	-	-	-	-	-	8	5.760
Luglio 2023	145,21	-1,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2023	150,27	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	146,30	-5,0%	-	-	-	-	-	9	19.872
IV Trimestre 2023	172,19	+5,0%	-	-	-	-	-	9	19.881
I Trimestre 2024	184,62	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	146,67	+15,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	158,73	+26,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									45.513
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Maggio 2023	156,43	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2023	152,49	-15,7%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2023	168,96	-2,6%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2023	158,66	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	162,60	-6,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	210,39	+3,3%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	207,79	+8,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	161,12	+14,2%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	175,73	+27,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									
TOTALE									45.513

* 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)

Ad aprile scendono ai minimi da gennaio 2010 sia le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad aprile, pari a 16,3 TWh, che la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,2 TWh (Tabella 11). Dopo l'elevato livello toccato a marzo, il Turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, si riporta sui valori del primo bimestre dell'anno, a 1,61 (-0,20 su marzo) (Grafico 10). Quanto ai programmi registrati, ammontano a 4,5 TWh nei conti in immissione e a circa 7 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma pari rispettivamente a 5,7 TWh e 3,2 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi*

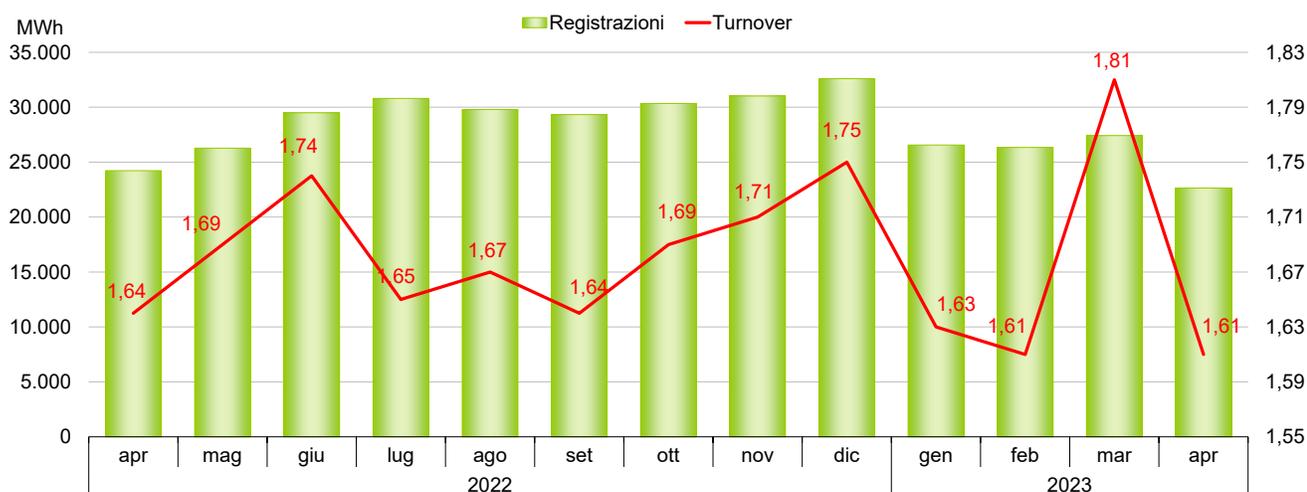
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo	
				MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	1.265.898	- 72,9%	7,7%	Richiesti	6.797.220	6.999.433	-8,2%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	2.310.483	1.248	+457,7%
Peak	432	- 99,8%	0,0%	Registrati	4.486.738	6.998.186	-8,2%
Week-end	-	-100%	-	Sbilanciamenti a programma	5.673.463	3.162.015	+4,7%
Totale Standard	1.266.330	- 74,7%	7,7%	Saldo programmi	1.595	2.513.043	+7,5%
Totale Non standard	15.034.569	+20,9%	92,0%				
PCE bilaterali	16.300.899	- 6,6%	99,7%				
MTE	5.040	+600,0%	0,0%				
MPEG	36.000	+64,5%	0,2%				
TOTALE PCE	16.341.939	- 6,5%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.160.201	- 4,6%					

* 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

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.756 milioni di mc (50,3 TWh), a fronte di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 5.814 milioni di mc (61,5 TWh), di cui oltre il 70% registrato ai punti di Mazara, Melendugno e Cavarzere (43,3 TWh), e di una produzione nazionale pari a 230 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, in consistente ripresa le iniezioni per 13,6 TWh, con un peso sul totale prelevato del 21%. Nei mercati a pronti del gas

gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 12,6 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 25,1%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (6,0 TWh), con un peso del 48% sul totale contrattato a pronti, che intraday (4,3 TWh). Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni su tutti i mercati, al quarto ribasso consecutivo, convergono a 45 €/MWh, sostanzialmente allineate ai riferimenti osservati sui principali hub europei (PSV: 46 €/MWh; TTF: 43 €/MWh).

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia ammontano a 4.756 milioni di mc (50,3 TWh), di cui 1.932 milioni di mc (20,4 TWh) relativi al settore civile, che registra una flessione rispetto al mese precedente del 33%. Meno intenso il calo riportato dai consumi nel settore industriale, pari a 951 milioni di mc (10,1 TWh) e in quello termoelettrico, pari a 1.568 milioni di mc (16,6 TWh), in corrispondenza di bassi livelli anche della domanda di energia elettrica e una significativa ripresa delle importazioni. In calo su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 305 milioni di mc (3,2 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.814 milioni di mc, 61,5 TWh), continuano a crescere i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 4.390 milioni di mc (46,4 TWh), di questi

circa il 43% proveniente dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL scendono a 1.424 milioni di mc (15,1 TWh). Sempre rispetto a marzo, la modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra una crescita delle importazioni dal Nord Africa, circoscritta a Mazara (26,6 TWh), dall'Azerbaijan a Melendugno (9,0 TWh), dalla Russia a Tarvisio (2,8 TWh) e al terminale di rigassificazione di Panigaglia (4,3 TWh). Stabili o in calo i flussi nei restanti punti in entrata, con Cavarzere che scende a 7,6 TWh (12,4% dell'import).

Ad aprile continuano a pieno regime le iniezioni nei siti di stoccaggio (13,6 TWh), favoriti dai ridotti livelli dei consumi e maggiori afflussi dall'estero, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 7.297 milioni di mc (77,2 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.814	61,5	-5,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.517	26,6	+32,6%
Tarvisio	261	2,8	-78,4%
Passo Gries	506	5,3	-26,8%
Gela	251	2,7	-1,0%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	855	9,0	-2,9%
Panigaglia (GNL)	297	3,1	+171,8%
Cavarzere (GNL)	721	7,6	-3,3%
Livorno (GNL)	406	4,3	+13,8%
Produzione Nazionale	230	2,4	-8,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	6.045	63,9	-5,5%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.451	47,1	-13,0%
Industriale	951	10,1	-12,5%
Termoelettrico	1.568	16,6	-11,6%
Reti di distribuzione	1.932	20,4	-14,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>305</i>	<i>3,2</i>	<i>+167,5%</i>
TOTALE CONSUMATO	4.756	50,3	-9,0%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1.288</i>	<i>13,6</i>	<i>+10,4%</i>
TOTALE PRELEVATO	6.045	63,9	-5,5%

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

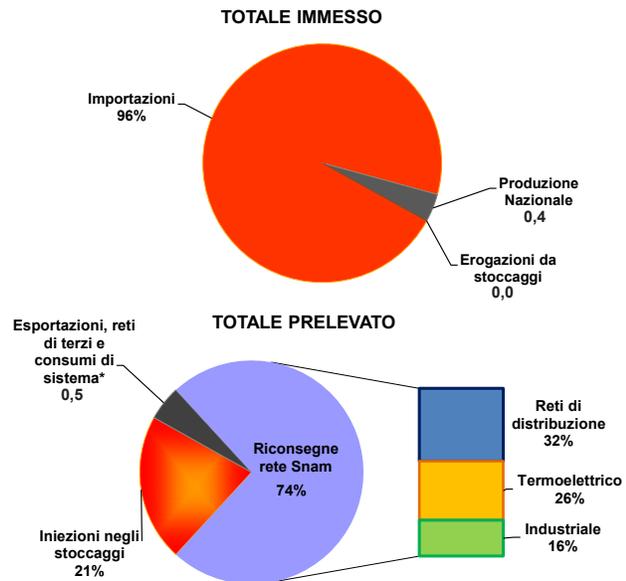
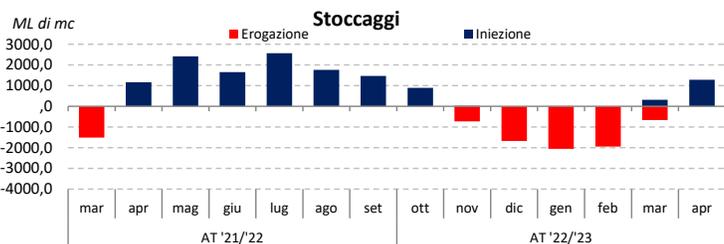
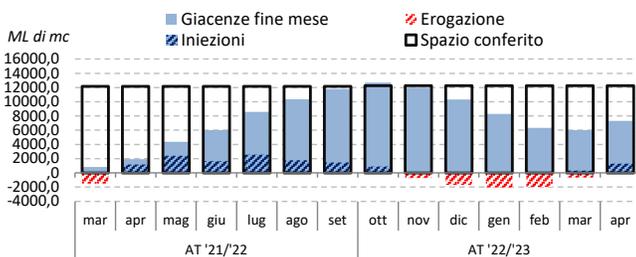


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2023)	7.297	77,2	+274,5%
Erogazione (flusso out)	-	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	1.288	13,6	+10,4%
Flusso netto	1.288	13,6	+10,7%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	59,5%		+43,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni segnano il quarto calo consecutivo, scendendo a 46,2 €/MWh al PSV e a 43,0 €/MWh al TTF, entrambi ancora ai minimi da agosto-settembre 2021. I due riferimenti presentano un andamento decrescente già a partire da inizio mese, stabilizzandosi dopo la prima

settimana sotto i 50 €/MWh e collocandosi intorno ai 40 €/MWh negli ultimi giorni di aprile, quando il PSV tocca il minimo di 38 €/MWh. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta, quindi, a 3,2 €/MWh (era 2,5 €/MWh il mese precedente), pressoché stabile nel corso del mese.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 12,6 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 25,1% (era 24,7% il mese precedente).

In flessione rispetto al mese precedente gli scambi registrati sull'orizzonte day-ahead, sia a negoziazione continua (6,0 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si attesta al 48%, che nel comparto AGS in asta (1,9 TWh), pari al 15% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, le movimentazioni di Snam registrano una consistente contrazione in vendita (1,0 TWh) e un significativo incremento in acquisto (0,9 TWh di aprile contro 0,06 TWh di marzo).

Continua a mostrare un segno positivo, invece, la contrattazione sull'orizzonte intraday dove gli scambi si confermano sopra i 4,3 TWh (+4%), effettuati quasi esclusivamente sul mercato a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti guadagna circa 5 p.p. riportandosi al 34%. Su tale comparto risultano in crescita le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, +22%), solo lato vendita (+0,2 TWh),

a fronte di un debole calo delle contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,3 TWh, -1%). Nel comparto AGS gli scambi ammontano a 33 mila MWh, osservati in un'unica sessione e relativi ad acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,36 TWh, in flessione rispetto al mese precedente, in virtù sia di una riduzione delle movimentazioni effettuate da Snam (0,13 TWh), su entrambi i lati del mercato e solo con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,22 TWh.

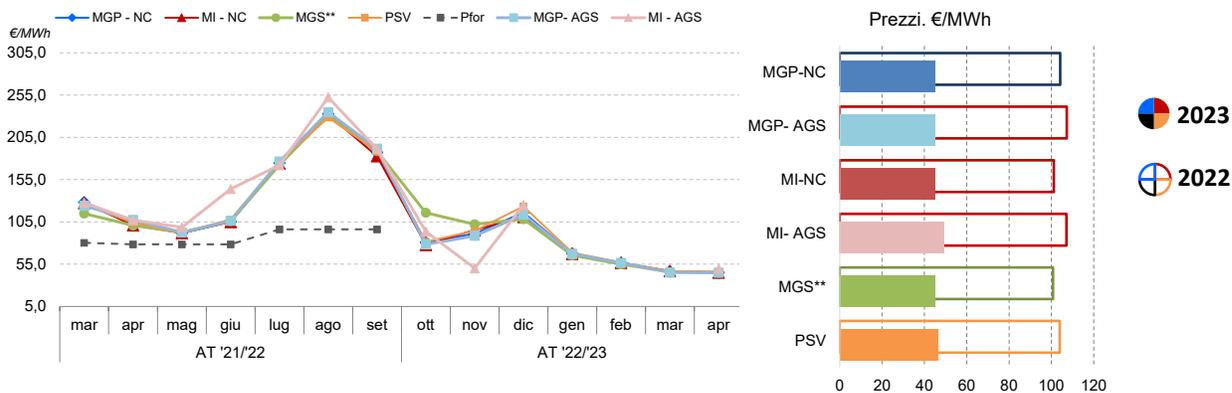
Le quotazioni sui mercati a pronti si confermano in calo da inizio anno, in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei e tutti su livelli nell'intorno dei 45 €/MWh, con la sola eccezione del comparto intraday AGS che nell'unica sessione con scambi ha registrato un prezzo di 49,45 €/MWh. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

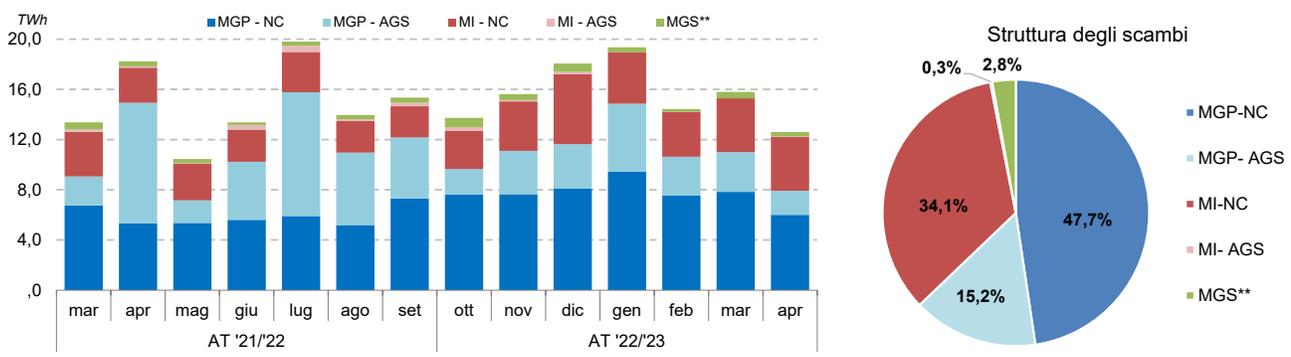
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MP-GAS							
<i>MGP</i>							
Negoziazione continua	45,03	(104,15)	-56,8%	30,00	53,20	6.005.520	(5.320.296) +12,9%
Comparto AGS	44,93	(107,29)	-58,1%	37,00	52,22	1.915.248	(9.614.712) -80,1%
<i>MI</i>							
Negoziazione continua	45,08	(101,11)	-55,4%	4,85	56,50	4.292.760	(2.790.456) +53,8%
Comparto AGS	49,45	(107,13)	-53,8%	49,45	49,45	32.832	(103.704) -68,3%
<i>MGS**</i>							
Stogit	45,12	(100,77)	-55,2%	39,08	52,88	356.604	(400.765) -11,0%
Edison	-	(-)	-	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



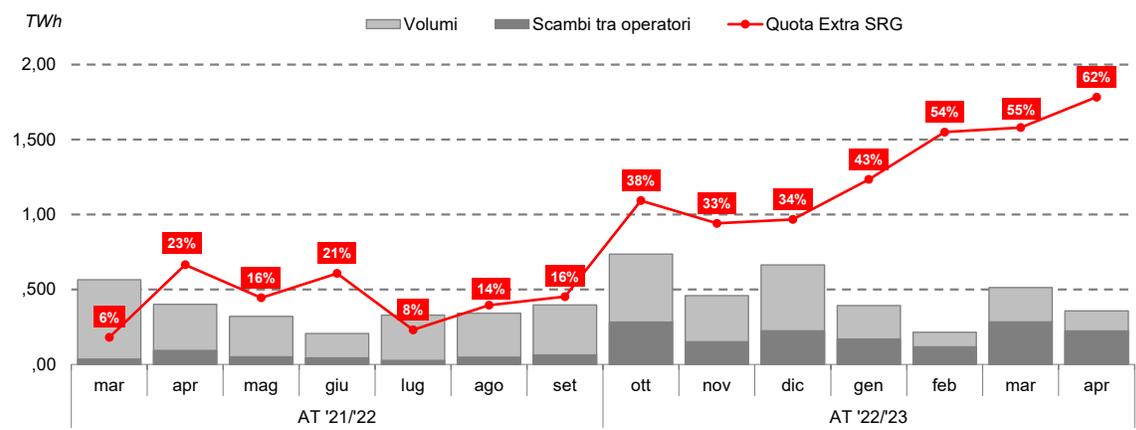


* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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	
Totale	356.604	(400.765)	356.604	(400.765)	-	(-)	-	(-)
SRG	45.964	(9.567)	88.071	(297.963)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	45.964	(9.567)	88.071	(297.963)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	310.640	(391.198)	268.533	(102.802)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



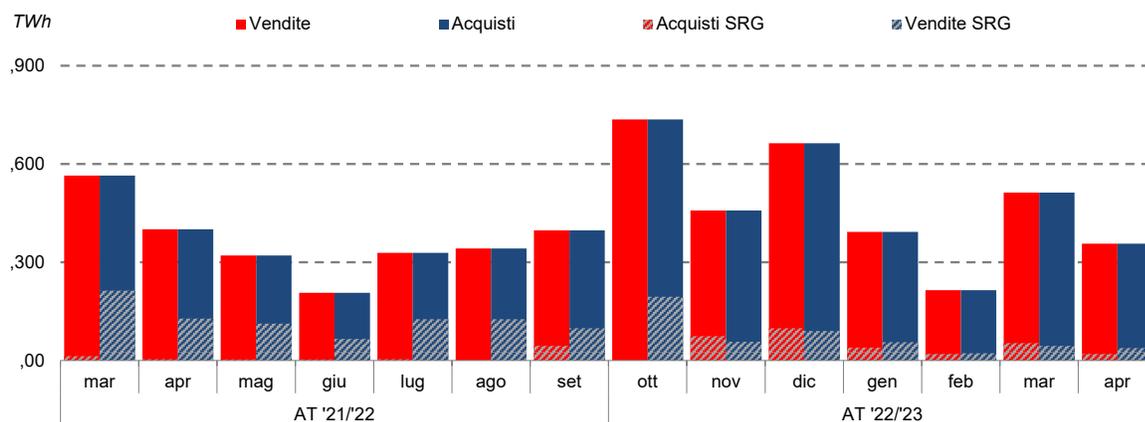


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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-2023-04	-	-	48,79	12,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-05	-	-	44,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-05	-	-	44,46	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-06	-	-	39,48	-11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-07	-	-	40,78	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-08	-	-	41,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	45,52	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	50,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	52,48	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	50,29	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	51,72	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	50,02	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	55,91	10,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*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

■ Ad aprile tornano a crescere i prezzi del Brent, dell'olio combustibile e del carbone, mentre si confermano in modesto calo le quotazioni del gas e dell'elettricità sui principali riferimenti europei.

Ad aprile risalgono, riportandosi sui livelli del primo bimestre dell'anno, le quotazioni del Brent (85,83 \$/bbl, +9% su marzo) e quelle dell'olio combustibile (536,19 \$/MT, +2%), mentre si confermano ai minimi dell'ultimo anno i prezzi del gasolio (742,44 \$/MT, -5%). Torna a crescere anche il prezzo del carbone (154,34 \$/MT, +9%). I mercati futures esprimono aspettative rialziste nel

medio periodo per Brent e olio combustibile e nel breve periodo per il carbone, con quotazioni stimate pressoché in linea o inferiori agli attuali spot. In crescita il tasso di cambio euro/dollaro (1,10 €/€, +2%), dinamica che attenua il rialzo dei prezzi dei combustibili nella loro conversione in euro, accentuando, invece, la flessione del prezzo del gasolio.

Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte:

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	85,83	9%	-18%				83,66	6%	83,15	6%		
Olio Combustibile	USD/MT	536,19	2%	-31%	434,50	468,16	10%	468,95	10%	468,25	10%	445,96	7%
Gasolio	USD/MT	742,44	-5%	-34%	762,75	749,60	-3%	745,58	-1%	743,13	-1%		
Carbone	USD/MT	154,34	9%	-53%	152,86	154,34	13%	124,48	-5%	123,75	-6%	149,26	1%

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	78,31	6%	-19%			-	76,05	-	75,47	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	489,29	0%	-32%		426,29	-	426,30	-	425,01	-	400,81	-
Gasolio	EUR/MT	677,56	-7%	-35%		682,39	-	677,61	-	674,33	-		-
Carbone	EUR/MT	140,95	7%	-53%		140,52	-	113,14	-	112,31	-	134,13	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,10	2%	1%	1,09	1,10	-	1,10	-	1,10	-	1,11	-

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

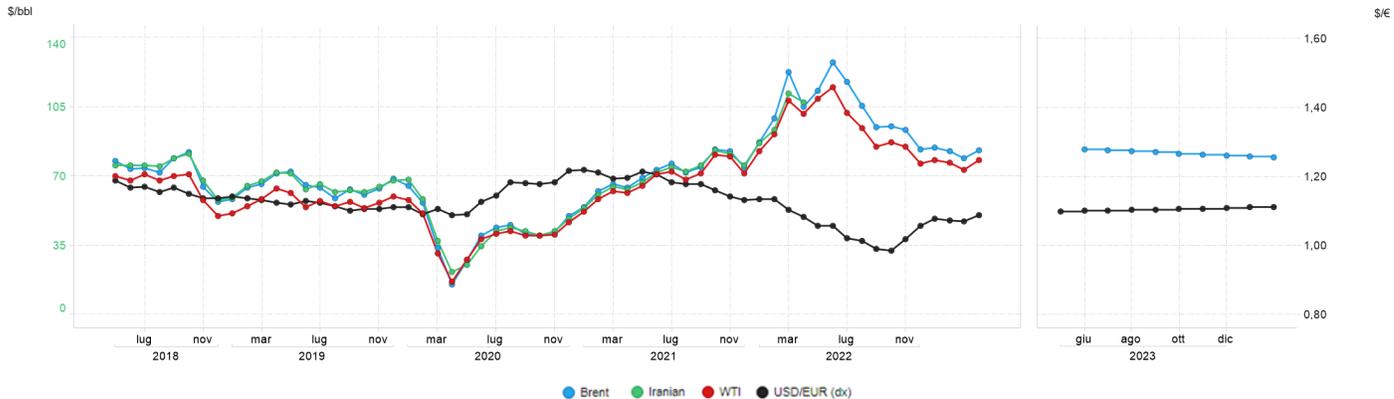


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

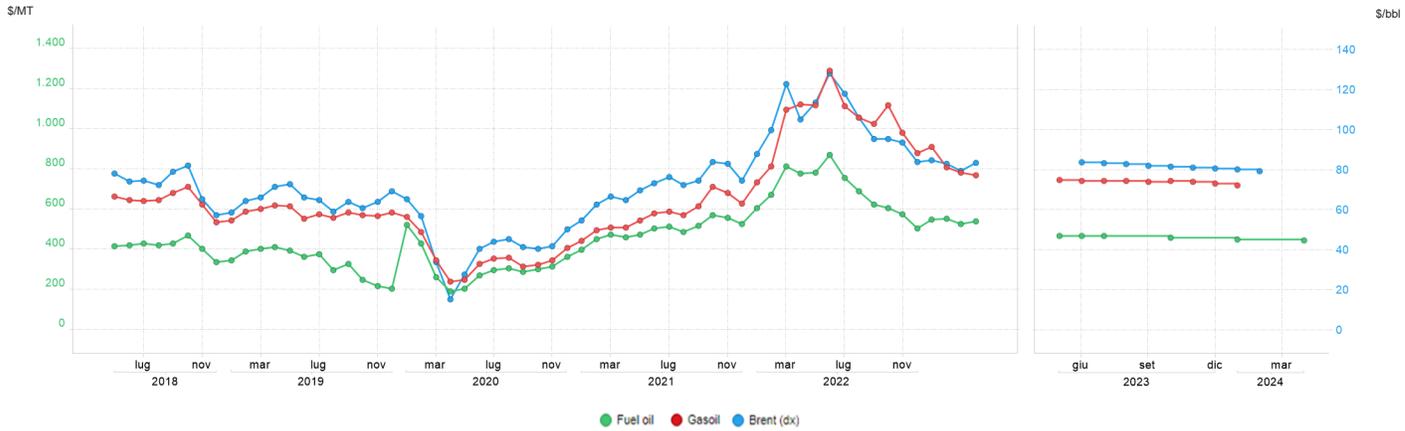
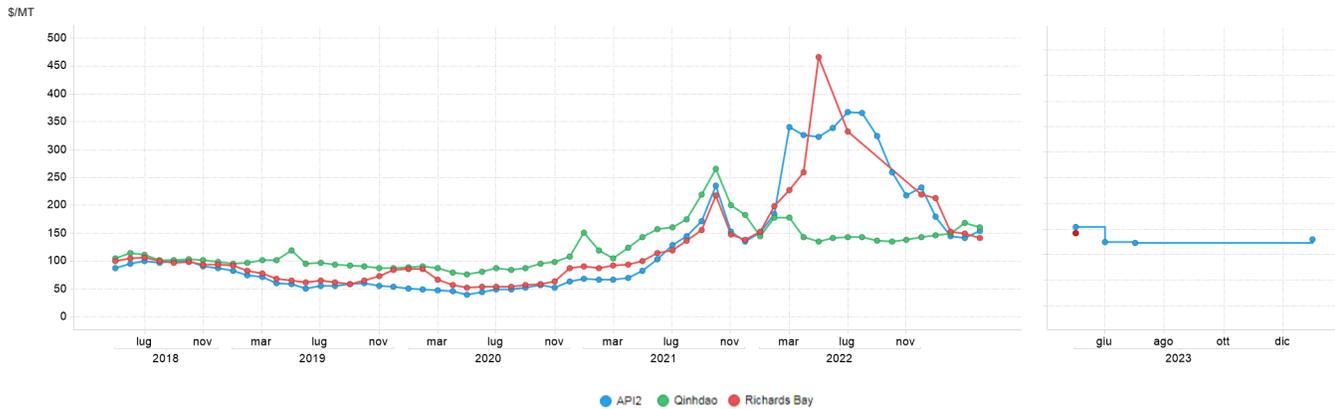


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



¹A partire dal 1 aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alla quotazione future M+1

MERCATI ENERGETICI EUROPA

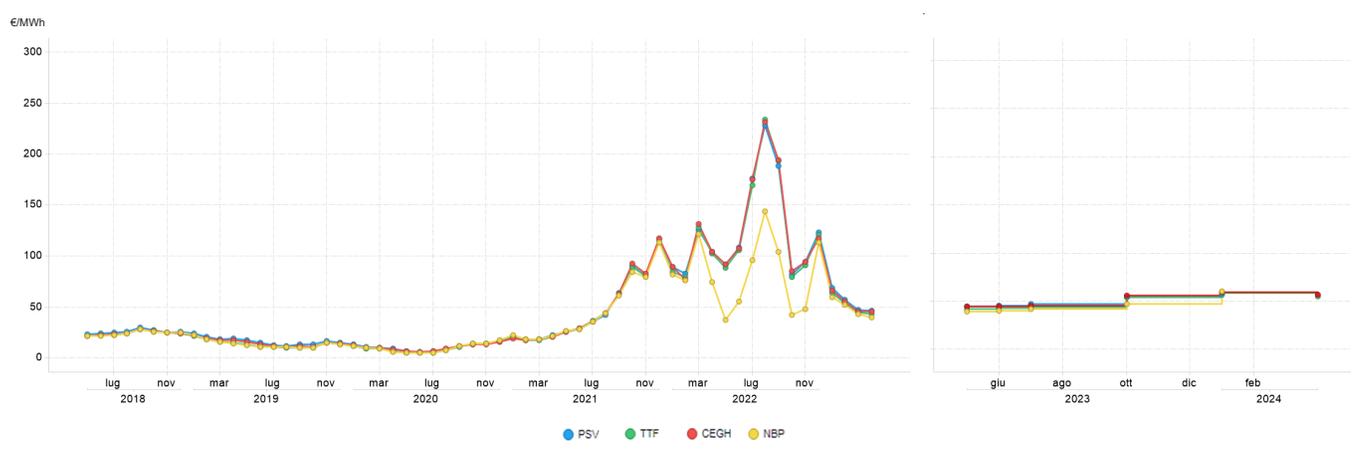
Restano ai minimi dall'autunno 2021 i prezzi sui principali hub europei del gas, a 46,20 €/MWh al PSV e sui 43 €/MWh al TTF, valori che portano lo spread PSV-TTF, quasi sempre positivo nel corso del mese e meno ampio nell'ultima parte,

a 3,2 €/MWh (+0,78 €/MWh su marzo). I mercati a termine rivedono ancora al ribasso le aspettative di prezzo per il futuro, indicandoli ovunque attorno agli attuali livelli spot, con uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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	46,20	-1%	-56%	44,10	44,98	-2%	45,30	-8%	47,14	-19%	57,22	12%
TTF	NL	42,96	-3%	-58%	43,58	42,37	-5%	42,55	-5%	43,31	-4%	56,62	13%
CEGH	AT	45,34	-1%	-56%	44,38	44,76	-2%	44,79	-3%	45,07	-6%	58,31	9%
NBP	UK	39,57	-7%	-47%	41,83	39,07	-11%	40,25	-8%	41,98	-63%		



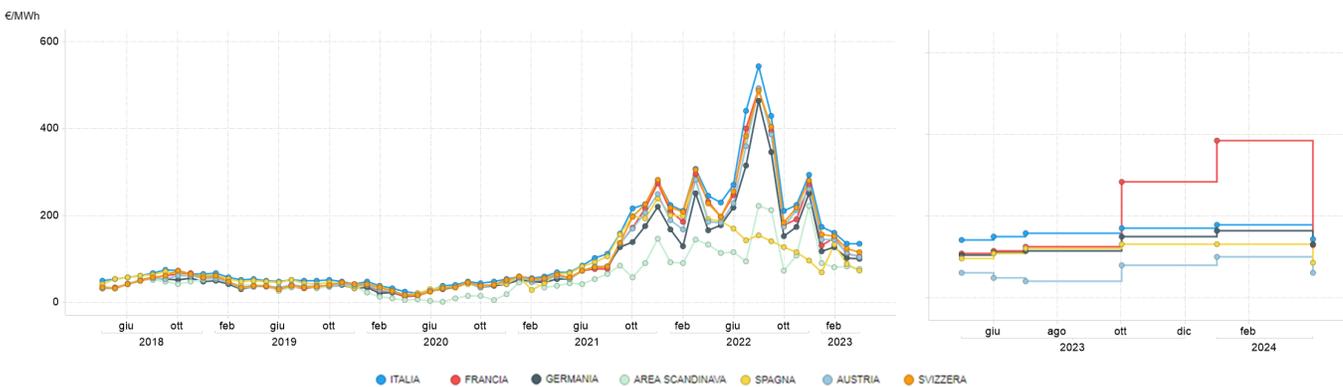
Al pari del gas, si confermano ai minimi dall'autunno 2021 anche i prezzi sulle principali borse elettriche dell'Europa Centrale, con il Pun italiano a 134,97 €/MWh e livelli compresi tra 100,74 €/MWh della Germania e 116,13 €/MWh della Svizzera sulle altre. Restano più

basse le quotazioni in Spagna (74 €/MWh) e nell'Area Scandinava (78 €/MWh). In ottica prospettica i mercati a termine indicano quotazioni progressivamente più elevate nei prossimi mesi rispetto agli attuali spot, in linea con gli andamenti stagionali della domanda.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine¹. 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	134,97	-1%	-45%	131,37	142,62	6%	150,69	3%	158,00	8%	137,09	5%
FRANCIA	106,36	-5%	-54%	113,24	108,36	-9%	115,58	-11%	126,50	-5%	211,73	17%
GERMANIA	100,74	-2%	-39%	110,63	104,56	-7%	110,85	-8%	116,10	-7%	148,14	6%
AREA SCANDINAVA	77,87	-6%	-42%	81,50	61,41	3%	49,73	-3%	42,19	-1%	67,84	-2%
SPAGNA	73,73	-18%	-62%	76,88	97,87	-15%	109,88	-12%	121,51	-4%	105,43	3%
AUSTRIA	104,80	-8%	-44%									
SVIZZERA	116,13	-7%	-49%									



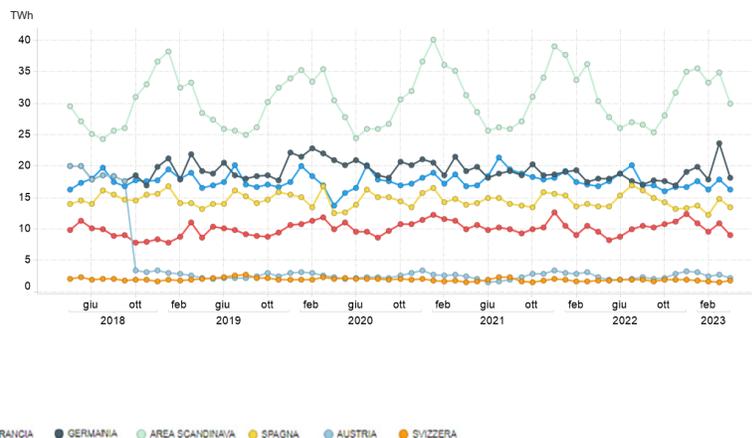
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, si rilevano volumi in decisa riduzione in Germania (18,2 TWh, -21% sul massimo di marzo), in Francia (9,1

TWh, -15%) e nell'Area Scandinava (30,0 TWh, -11%); più debole la flessione in Italia (16,2 TWh, -7%) e in Spagna (13,4 TWh, -6%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,2	-7%	-4%
FRANCIA	9,1	-15%	-6%
GERMANIA	18,2	-21%	1%
AREA SCANDINAVA	30,0	-11%	-1%
SPAGNA	13,4	-6%	-1%
AUSTRIA	2,2	-17%	-9%
SVIZZERA	1,9	19%	4%



* 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.

¹ 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), ad aprile, il prezzo medio registra un lieve calo, a 255,70 €/tep, a fronte di scambi in crescita del 46%. Sulla piattaforma bilaterale, invece, i prezzi si portano a 233,86 €/tep, mentre i volumi calano del 39%.

Con riferimento, invece, alle Garanzie d'Origine, ad aprile, la sessione del mercato MGO non ha avuto luogo e non

sono state registrate transazioni bilaterali sulla PBGO, a seguito alla comunicazione con cui il GSE ha reso noto al GME che per detto mese non avrebbe proceduto ad effettuare emissioni di GO 2023 sui conti proprietà degli operatori.

Infine, sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), ad aprile, non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE ad aprile è pari a 255,70 €/tep, in lieve calo rispetto al mese precedente (-1,64 €/tep, -0,6%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media complessiva cresce a 233,86 €/tep (+24,4%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 22 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 4,70 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 93% (+19 p.p. su marzo). In riduzione al 22% (-19 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo

e massimo di mercato (255,00-256,65 €/tep). I titoli negoziati sul MTEE salgono a 157 mila tep (+46,4% su marzo), con la liquidità del mercato al 74,2% (+19,6 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di un consistente calo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 54,5 mila tep (-38,8% su marzo). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 69.235.022 tep, in aumento di 184.273 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.470.550 tep, in crescita di 184.237 tep rispetto al mese precedente.

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	255,70	-0,6%	255,00	256,65	157.052	+46,4%	40,16	+45,5%	603	+210,8%	0,4%	+0,2 p.p.	2	-1
Bilaterali	233,86	+24,4%	0,00	260,00	54.540	-38,8%	12,75	-23,9%						
con prezzo >1	251,00	-1,3%	114,83	260,00	50.815	-22,9%	12,75	-23,9%						
Totale	250,07	+10,7%	0,00	260,00	211.592	+7,7%	52,91	+19,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

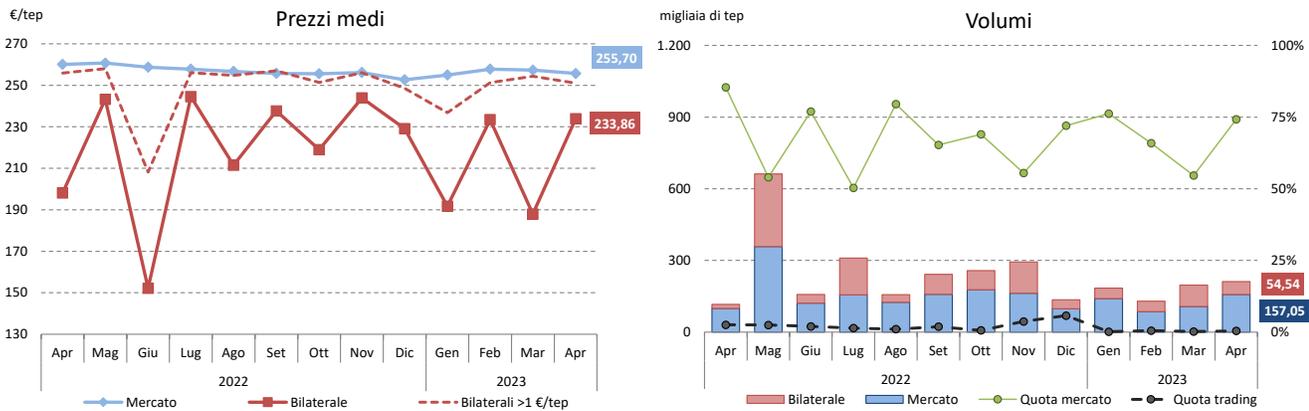


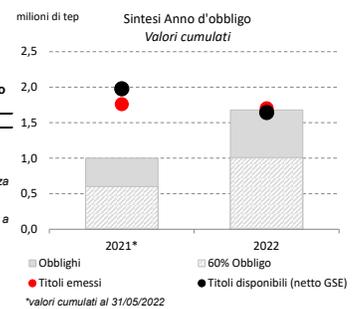
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2022

Fonte: dati GME

MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep						
42	256,26	1.487.483	785.734	254,80	683.463	250,00	3.470.550	69.235.022	1.826.944

*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 stabili poco sotto i 256 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente basso e pari a 93 c€/tep, in calo

rispetto a quanto rilevato lo scorso marzo. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano pari a circa 39,3 mila tep, con un massimo di 51,9 mila tep raggiunto nella sessione del 18 aprile.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



MERCATO PETROLIFERO: FORZE OPPOSITE IN GIOCO

di Chiara Lisa Orlandi - RIE

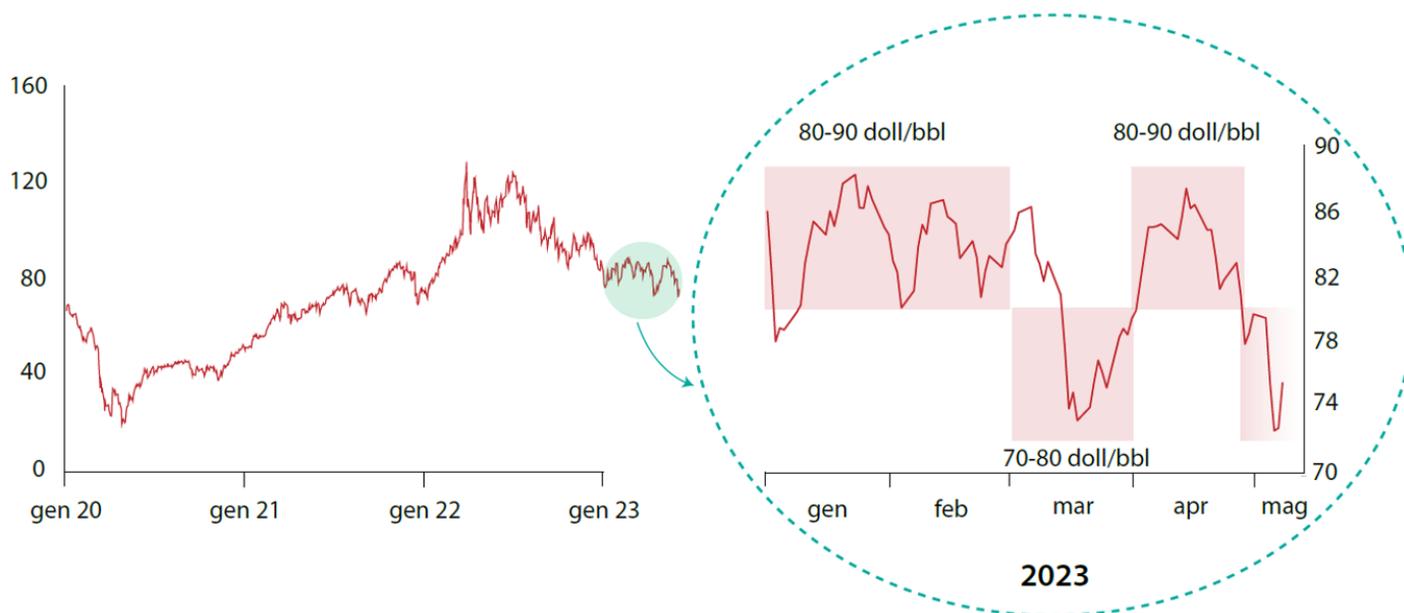
(continua dalla prima)

Anche l'inizio del 2023 è stato caratterizzato dall'alternarsi di anxiety discount e war premium, arricchiti di nuovi ed imprevedibili elementi. Nei primi quattro mesi dell'anno si possono identificare tre fasi salienti che mostrano

chiaramente gli sbalzi emotivi a cui il mercato è stato sottoposto, con aspettative che – anche in relazione ad una stessa variabile – si modificano nell'arco di pochi giorni.

Fig. 1: Andamento del Brent Dated 2020-2023 (doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE



Prima fase: Cina, embarghi e prospettive di deficit

La prima fase include i mesi di gennaio e febbraio, durante i quali il Brent ha oscillato quasi sempre al di sopra degli 80 doll/bbl (con punte anche prossime ad 88 doll/bbl), sorretto da un quadro dei fondamentali reali che si prospettava più critico di quello del 2022. La fine delle misure restrittive in Cina ha consolidato le aspettative di crescita dei consumi mondiali, mentre il calo annunciato di 500.000 bbl/g della produzione russa in risposta alle sanzioni occidentali - unitamente alla scarsa flessibilità produttiva di gran parte degli altri paesi produttori - ha riproposto il tema della difficoltà dell'offerta a tenere il passo. Una criticità – quella del potenziale squilibrio domanda/offerta - che va letta anche (ma non solo) come conseguenza del conflitto in atto. L'avvio degli embarghi

su greggio e prodotti russi tra dicembre e febbraio, nonché la definizione di un price cap sul petrolio di Mosca da parte del G7, non hanno avuto un riverbero immediato e diretto sui prezzi, ma non si può di certo negare il loro impatto indiretto: nel breve periodo, con la reazione russa di tagliare la produzione; nel più lungo periodo, in termini di riconfigurazione dei flussi petroliferi mondiali. La Russia sta, infatti, riallocando le proprie esportazioni verso nuovi acquirenti, prevalentemente asiatici; l'Arabia Saudita, per contro, potrebbe trovarsi nella condizione di dover guardare maggiormente verso l'Europa vedendosi sottrarre quote di mercato in Asia. Quel che si sta determinando è quindi un riassetto generale che – seppur non limitativo dell'offerta disponibile – inciderà sugli equilibri geopolitici globali, con inevitabili conseguenze.

Seconda fase: la crisi bancaria

Su un quadro in cambiamento ma ancora in sostanziale equilibrio, lo scorso 8 marzo si è stagliata la notizia del fallimento della Silicon Valley Bank (SVB), la sedicesima banca statunitense per dimensioni e l'unica quotata a Wall Street specializzata nei finanziamenti alle start up tecnologiche, con depositi per oltre 190 miliardi di dollari. La SVB è stata dichiarata fallita nel giro di 48 ore dalle autorità federali americane in quanto non è stata in grado di soddisfare le richieste di prelievo dei clienti a causa di una crisi di liquidità dovuta al panico. Il meccanismo è semplice: le banche erogano credito e ricevono depositi. Normalmente erogazione e raccolta sono in equilibrio, ma quando – per ragioni varie – sono di più coloro che vogliono prelevare il denaro rispetto a coloro che lo depositano, la banca può trovarsi in difficoltà. Normalmente, in questi casi, ci si rivolge al mercato interbancario, ovvero chiedendo prestiti ad altri istituti di credito. Ma le voci di difficoltà dell'istituto richiedente circolano e in pochi sono disposti a concedere capitali. A quel punto, la banca in crisi non ha altra scelta se non quella di vendere precipitosamente o addirittura svendere i propri asset. Al contempo, le voci e le evidenze di difficoltà fanno aumentare il numero di coloro che vogliono recuperare i loro risparmi, peggiorando ulteriormente le condizioni dell'istituto e producendo una crisi di fiducia.

Per evitare il contagio, la banca centrale (Federal Reserve) e il governo degli Stati Uniti sono stati costretti a offrire una rete di sicurezza per garantire ai depositanti l'accesso al loro denaro. Ma non hanno potuto bloccare del tutto il rischio di un effetto-domino: un altro istituto americano è infatti crollato, la Signature Bank. Il 19 marzo, a circa 10 giorni di distanza dal fallimento di SVB, Credit Suisse è stata acquisita con urgenza dalla più grande banca svizzera, UBS, mentre era ormai sull'orlo del collasso. Pochi giorni dopo (24 marzo) anche Deutsche Bank, la più grande banca tedesca, ha registrato un forte crollo del suo titolo azionario.

Sebbene chiusure e salvataggi non abbiano un impatto diretto sull'offerta o sulla domanda di petrolio, un'eventuale crisi di tipo sistemico avrebbe conseguenze critiche per la stabilità dell'economia globale e di conseguenza per la domanda petrolifera, configurandosi come variabile in grado di incidere al ribasso sui prezzi del greggio. Tanto più in un mercato vulnerabile al gioco delle aspettative come quello del petrolio. Non deve quindi sorprendere la risposta immediata del Brent a questi eventi; dal fallimento di SVB e per tutto il mese di marzo le quotazioni sono scese al di sotto degli 80 doll/bbl, pur mantenendosi sempre nella fascia 70-80. I timori per il propagarsi della crisi bancaria – e con essa il rischio di

recessione tanto negli USA quanto in Europa anche in ragione della politica monetaria restrittiva attuata dalle banche centrali per contenere l'inflazione - hanno inevitabilmente riportato alla mente il 2008, quando il fallimento di Lehman Brothers trascinò il mercato petrolifero verso il baratro, determinando un crollo dei prezzi dal record di 143 doll/bbl a luglio ai 36 doll/bbl di dicembre. In questa fase, tuttavia, la maggior parte degli analisti è pronta a scommettere che la situazione attuale sia diversa da quella di allora, anche se la crisi di fiducia è evidente e la partita è ancora agli inizi.

Terza fase: la nuova manovra dell'OPEC Plus e la reazione dell'AIE

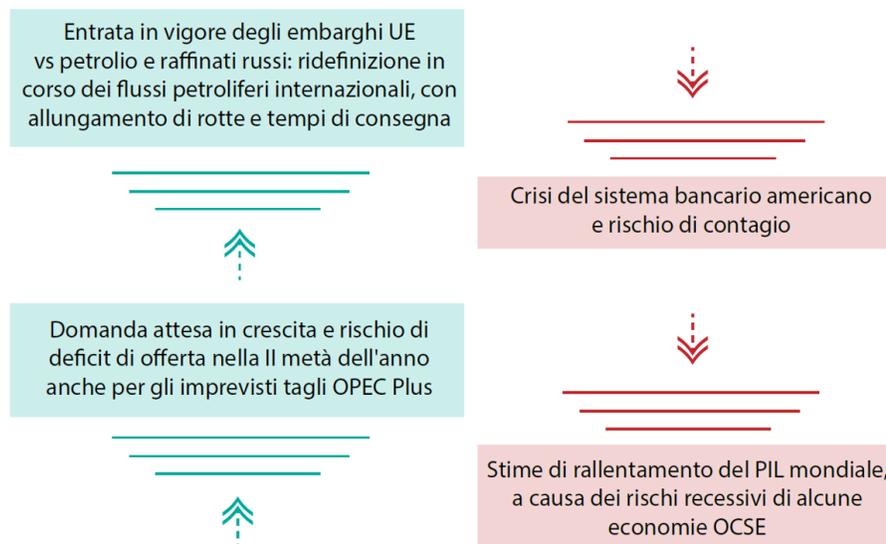
La domanda di petrolio mondiale aumenterà di 2 mil. bbl/g nel 2023, raggiungendo il livello record di 101,9 mil. bbl/g, grazie alla piena riapertura della Cina a tre anni dall'inizio della pandemia da Covid-19; è quanto ha dichiarato l'AIE nel rapporto mensile di aprile. I paesi dell'area non OCSE contribuiranno all'87% della crescita dei consumi globali, con la Cina che da sola ne rappresenterà più della metà. Sulla stessa linea, le previsioni dell'OPEC indicano un aumento globale annuo di 2,3 mil. bbl/g trascinato quasi interamente (2,2 mil. bbl/g) dai paesi in via di sviluppo.

In sostanza, il mood ottimista sull'andamento dell'economia cinese e sui consumi globali con cui si era aperto il 2023 (prima fase) sembra trovare conferma in queste dichiarazioni. In un contesto di domanda attesa in crescita, l'OPEC Plus ha tuttavia deciso di sorprendere ancora il mercato. Il 2 aprile ha annunciato un nuovo taglio della produzione di 1,16 mil. bbl/g a partire da maggio, taglio che si somma a quello in vigore da novembre e alla riduzione volontaria della produzione russa in risposta alle sanzioni, per un totale di 3,66 mil. bbl/g da sottrarre al mercato. Il rischio – sottolineato a più riprese dall'AIE – è quello di aggravare il deficit di offerta già previsto dall'Agenzia per la seconda parte del 2023. Ne è derivato un duro botta e risposta tra le due parti, le cui posizioni sono più distanti che mai. Il segretario generale dell'Opec, Haitham Al Ghais, ha accusato l'AIE di "puntare il dito" contro di loro, indicandoli come causa di ulteriori aumenti dell'inflazione; ha anche sottolineato come la futura volatilità dei prezzi dipenderà in primo luogo dai ripetuti appelli dell'Agenzia a smettere di investire nell'upstream. Al di là del braccio di ferro tra le due fazioni, il punto dirimente è la scarsa capacità produttiva residua (spare capacity) mondiale, nell'ordine di appena il 2-3% della domanda.

Su queste basi e con la prospettiva di un mercato tirato nella seconda parte dell'anno, i prezzi sono riportati sopra gli 80 doll/bbl, arrivando a toccare quota 87 a metà aprile.

Fig. 2: Forze opposte in gioco nel 2023

Fonte: elaborazioni RIE



Nuove incertezze

La fine di aprile e i primi giorni di maggio sono stati connotati da un nuovo registro ribassista, con il Brent nuovamente sceso sotto gli 80 doll/bbl. Ad imporsi è nuovamente l'anxiety discount associato alle preoccupazioni per lo stato di salute del settore bancario americano e al rischio di recessione dell'area, i cui timori si estendono anche oltre l'Atlantico. L'acquisizione da parte di JP Morgan della First Republic Bank, un'altra banca regionale statunitense, e le difficoltà in cui versa Pacific West fanno tremare i mercati finanziari. Contemporaneamente i continui rialzi dei tassi di interesse da parte delle banche centrali europea e statunitense – al fine di contenere l'inflazione – gettano ombre sulla tenuta delle relative economie.

È troppo presto per definire quest'ultimo periodo una nuova

fase; tuttavia, si rileva chiaramente come, da inizio anno, il mercato petrolifero sia stato interessato dall'alternarsi di fattori che – agendo in direzione opposta sui prezzi – hanno mantenuto la banda di oscillazione tra i 70 e i 90 doll/bbl. Quel che sorprende, anche se dovremmo esserci abituati, è la reattività delle quotazioni ad aspettative che – anche in relazione ad una stessa variabile – possono mutare nel giro di pochi giorni cambiandone la direzione. Si passa così da timori di deficit di offerta a fronte di consumi globali sostenuti dalla Cina, a timori di recessione in area OCSE che potrebbero mutare il quadro complessivo. Sullo sfondo, rimane il war premium, da intendersi come effetto di lungo periodo sugli equilibri geopolitici mondiali in grado di determinare un riassetto totale del mercato.

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

DCO 1/2023 | MGAS - Proposta di introduzione della procedura di Trade cancellation | pubblicato in data 17 aprile 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il Documento di consultazione in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha illustrato la proposta di introduzione nei mercati del gas naturale, di una procedura di "Trade cancellation", finalizzata a consentire agli operatori la cancellazione di negoziazioni concluse su MGAS a seguito di un errore commesso nella fase di sottomissione delle offerte. Più in dettaglio, in prima applicazione, il GME ha previsto di introdurre tale procedura di cancellazione sui soli mercati a pronti del gas naturale a negoziazione continua, per poi successivamente valutarne l'estensione anche al mercato a termine.

Scopo della suddetta iniziativa è quello di arricchire il set degli strumenti già attualmente a disposizione degli operatori per fronteggiare i rischi di errore nell'inserimento delle offerte sul mercato del gas a negoziazione continua, alla luce sia dell'incremento significativo dei volumi scambiati sul medesimo, sia dell'aumento della volatilità, anche infra sessione, registrata in particolare a seguito dell'attuale crisi geo-politica.

Il procedimento consultivo, si è concluso il 5 maggio u.s..

RIGASSIFICAZIONE

Comunicato del GME | Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR): modifiche al Regolamento PAR e avvio delle prove in bianco per il nuovo Comparto FSRU Italia | pubblicato in data 19 aprile 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nella data del 19 aprile u.s. - con la pubblicazione sul proprio sito internet - sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento della Piattaforma per l'assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) - nonché le versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) - introdotte al fine di disciplinare le modalità di organizzazione e funzionamento del nuovo comparto, denominato "FSRU Italia", nel quale verranno svolte le procedure di conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di Piombino

gestito dalla società Snam FSRU Italia S.r.l..

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso noto che, al fine di consentire agli operatori interessati di testare le funzionalità del nuovo comparto, sono state svolte, in data 2 e 3 maggio u.u.ss., delle apposite sessioni di test sulla piattaforma di prova del GME.

AMBIENTALE

Comunicato del GME | Contrattazioni sulla PGO – ripristino operatività | pubblicato in data 28 aprile 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto il GME, facendo seguito a specifica comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), ha informato gli operatori che l'emissione delle Garanzie di Origine (di seguito: GO) 2023 da parte del GSE sui conti proprietà degli operatori, sarebbe stata prevista a partire dal 15 maggio 2023 e che pertanto, a decorrere da tale data, i sistemi informatici della P-GO - temporaneamente sospesi in data 12 aprile u.s.¹ - sarebbero tornati nuovamente operativi.

In particolare, secondo quanto specificato dal GSE nella richiamata comunicazione, l'emissione delle GO 2023 verrà effettuata - nelle more dell'adozione del Decreto Ministeriale previsto dall'articolo 46, comma 9, lettera a), del D.lgs. 199/21 e comunque fino a diversa indicazione - in continuità con quanto finora previsto, ovvero per le tipologie di GO di seguito indicate:

- a) idroelettrica;
- b) eolica;
- c) solare;
- d) geotermica;
- e) altro;

e per i periodi di produzione: Gennaio, Febbraio, Altri mesi.

Al riguardo, il GME ha specificato che la prima sessione utile del M-GO, come da calendario di negoziazione, avrà luogo il 18 maggio p.v., mentre le registrazioni delle transazioni bilaterali sulla PB-GO potranno essere effettuate già a partire dalla data del 15 maggio.

A completamento, con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso nota l'entrata in vigore, con la relativa pubblicazione sul proprio sito internet, della versione aggiornata della DTF n. 02 P-GO (rev. 07), nella quale è stato adeguato l'elenco dei valori selezionabili con riferimento all'attributo "Sostegno ricevuto"² che gli operatori sono chiamati ad indicare nell'ambito della PB-GO in fase di registrazione delle transazioni bilaterali.

Decreto Ministeriale n. 107 del 16.03.2023 | Condizioni, criteri e modalità di attuazione dell'obbligo di utilizzo di energia da fonti rinnovabili nei trasporti tra diverse tipologie di biocarburanti, compresi quelli avanzati, i vettori energetici rinnovabili di origine biologica, RFNBO e RCF | emanato in data 14 aprile 2023 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con il Decreto Ministeriale del 16 marzo 2023, in attuazione all'art. 39 del D.lgs. n. 199 dell'8 novembre 2021, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha aggiornato la disciplina in materia di obblighi di immissione in consumo di biocarburanti -compresi quelli

avanzati - rivedendo le disposizioni di cui al precedente Decreto del Ministero dello sviluppo economico del 10 ottobre 2014. In particolare, con il provvedimento in oggetto, il MASE ha disciplinato - già a partire dall'anno di immissione in consumo 2023 - i nuovi criteri e condizioni, nonché le nuove modalità, per l'adempimento degli obblighi di utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Nel definire i nuovi obblighi sui biocarburanti, il MASE ha inoltre aggiornato le corrispondenti tipologie di Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (CIC) attraverso i quali i soggetti obbligati potranno assolvere ai propri obblighi di immissione in consumo.

¹ Si faccia riferimento al comunicato del GME pubblicato in data 12 aprile u.s. disponibile al seguente link: <https://www.mercatoelettrico.org>

² In particolare con riferimento all'attributo "Sostegno ricevuto" non sarà più possibile selezionare il valore "PARZIALE", ma unicamente i valori: SI; NO; NON SPECIFICATO.

Gli appuntamenti

15-19 maggio

SGF-Cybersecurity Week 2023

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/cybersecurity-week>

16- 18 maggio

Duezerocinquezero

Padova, Italia

Organizzato da Comune di Padova e Associazione Italiana delle Energy Service Company e degli Operatori dell'Efficienza Energetica

<https://www.duezerocinquezero.com>

17- 19 maggio

Hydrogen Expo 2023

Piacenza, Italia

Organizzato da Mediapoint Exhibitions

<https://www.rinnovabili.it/evento/hydrogen-expo-2023>

19-21 maggio

International Conference on Advanced Research in Supply Chain Management

Milano, Italia

Organizzato da Supplychainconf

<https://www.supplychainconf.com>

18-20 maggio

European Conference on Renewable Energy Systems

Riga, Lettonia

Organizzato da Ecres

<https://www.ecres.net>

19-21 maggio

International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering

Stoccolma, Svezia

Organizzato da laeeee

<http://www.coeee.org>

23-25 maggio

OMC Med Energy

Ravenna, Italia

Organizzato da Omc

<https://www.omc.it/en>

24-26 maggio

Italia NODIG Live 2023

Novegro (Milano), Italia

Organizzato da Iatt

<https://www.eventiatt.it/home>

24-26 maggio

International Conference on Environmental Engineering and Applications

Madrid, Spagna

Organizzato da Iceea

<http://www.iceea.org>

25-27 maggio

International Conference on Clean and Green Energy Evento online e in presenza

Xiamen, Cina

Organizzato da Iccge

<http://www.iccge.org>

26-28 maggio

International Conference on Advanced Electric Power System and Energy Engineering

Singapore

Organizzato da Isac

<http://www.epsee.net>

30 maggio

Innovazione Sostenibile: Città, Cittadini ed Aziende

Torino, Italia

Organizzato dal Forum dell'Economia Aziendale

<https://www.festivaloff.it>

30-31 maggio

Annual Smart Cities International Symposium and Exhibition

Chicago, IL, Usa

Organizzato da Smart Grid Observer

<https://www.smartcities-symposium.com>

1- 4 giugno

Festival internazionale dell'economia

Torino, Italia

Organizzato da Editori Laterza e Torino Local Committee

<https://www.festivalinternazionaledeleconomia.com>

6-9 giugno

International Conference on Electrical Engineering and Green Energy

Grimstad, Norvegia

Organizzato da University of Ager, Norvegia

<http://ceege.org>

7 giugno

La decarbonizzazione dei consumi domestici: tecnologie multienergy per un futuro sostenibile

Roma, Italia

Organizzato da Proxigas

<https://proxigas.it/eventi>

Gli appuntamenti

7-9 giugno

International Conference on Energy Harvesting, Storage, and Transfer

Ottawa, Ontario, Canada

Organizzato da International ASET Inc

<https://ehstconference.com>

9-12 giugno

International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems

Shanghai, Cina

Organizzato da Ieee

<http://www.ieee-pedg2023.org>

15 giugno

Blue & Green 2023 Conference

Milano, Italia

Organizzato da the Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

19-21 giugno

International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy

Vienna, Austria

Organizzato da Esre

<http://www.esre.org>

21-22 giugno

Solar & Energy Storage Summit

San Francisco, Ca, Usa

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

28-29 giugno

Hydrogen Technology Expo North America

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Trans-Global Events Ltd

<http://go.evnt.com/1467171-0?pid=80>



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.
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.