

APPROFONDIMENTI

GNL: UNA FOTOGRAFIA DEL 2021 E LE PRIME TENDENZE DEL 2022

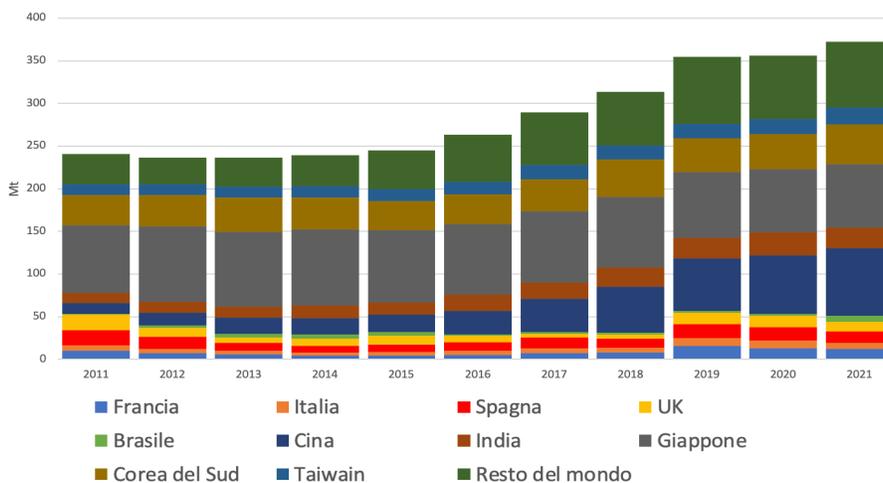
di Agata Gugliotta - RIE

Dopo il modesto aumento del 2020 (+0,4% vs il 2019), nel 2021 il commercio internazionale di GNL ha registrato una crescita più significativa: +4,5% secondo il rapporto annuale stilato da GIIGNL¹ (associazione che raggruppa i principali importatori di gas naturale liquefatto) e +6% per l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE)². Così come tutte le altre commodities energetiche, anche il gas naturale liquefatto ha risentito positivamente della ripresa economica che ha fatto seguito all'anno terribile della pandemia, anche se il tasso di crescita del 2021 è stato comunque inferiore rispetto al +13% del 2019 e al +8% medio annuo del periodo 2015-2019. Il fattore che più ha caratterizzato lo scorso anno, però, non risiede tanto nella crescita della domanda (peraltro ampiamente prevista da tutti i principali scenari di riferimento), quanto in un'offerta che

ha arrancato nello stare al passo con la richiesta di energia proveniente non solo dai paesi asiatici, tradizionali buyers di GNL, ma anche dal Sud America. Squilibrio domanda/offerta che si è riflesso sui prezzi, giunti a livelli record, e che ha reso evidente la forte interdipendenza dei mercati e la loro vulnerabilità, che si è acuita drammaticamente a seguito della delicata situazione di crisi susseguente all'invasione della Russia in Ucraina. Un game changer che sta ridefinendo gli equilibri di mercato, in cui GNL è destinato ad avere un ruolo sempre più pivotale. Il presente articolo, quindi, si propone di ripercorrere le principali dinamiche di mercato che hanno caratterizzato il 2021 e di anticipare alcune tendenze che stanno interessando paesi consumatori e produttori nell'anno in corso.

Importazioni di GNL per principali aree/paesi (2011-2021)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MAGGIO 2022

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

GNL: una fotografia del 2021 e le
prime tendenze del 2022
di Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio il Pun, pari a 230,06 €/MWh, registra la seconda flessione mensile consecutiva (-6,5%). In un contesto caratterizzato, rispetto ad aprile, da una progressiva crescita degli acquisti (MGP: 23,1 TWh, +0,9%, con liquidità del mercato al 76,4%), la riduzione del Pun riflette l'ulteriore calo dei costi del gas e livelli elevati di import netto, in crescita soprattutto sulla frontiera settentrionale. Si confermano in flessione mensile anche i prezzi di vendita sulla penisola e in Sardegna, allineati a 227/229 €/MWh, mentre torna in crescita il prezzo in Sicilia, a 252,67 €/MWh, in presenza di

riduzioni della capacità del transito SICI-CALA. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,1 TWh (-3,8% su aprile), in calo nelle sessioni in asta e in aumento nella contrattazione XBID (+6,9%), nella quale si osservano oltre 110 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), prezzi in calo per i prodotti di prossima scadenza, con il baseload di Giugno 2022 che chiude il periodo di contrattazione a 238,81 €/MWh (-9,8%). In crescita mensile, invece, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun, in ulteriore lieve riduzione mensile, scende a 230,06 €/MWh (-15,92 €/MWh, -6,5% su aprile), in corrispondenza di un'analogica dinamica dei costi del gas al PSV (92 €/MWh, -12 €/MWh) e di importazioni nette in decisa crescita (6,2 GWh medi, +1,4 GWh). Il calo mensile dei prezzi risulta

parzialmente attenuato dalla crescita degli acquisti nazionali, concentrata in particolare nella zona Nord.

Analoghe riduzioni mensili dei prezzi anche nei gruppi orari, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,05 (-0,1) (Grafico 1 e Tabella 1).

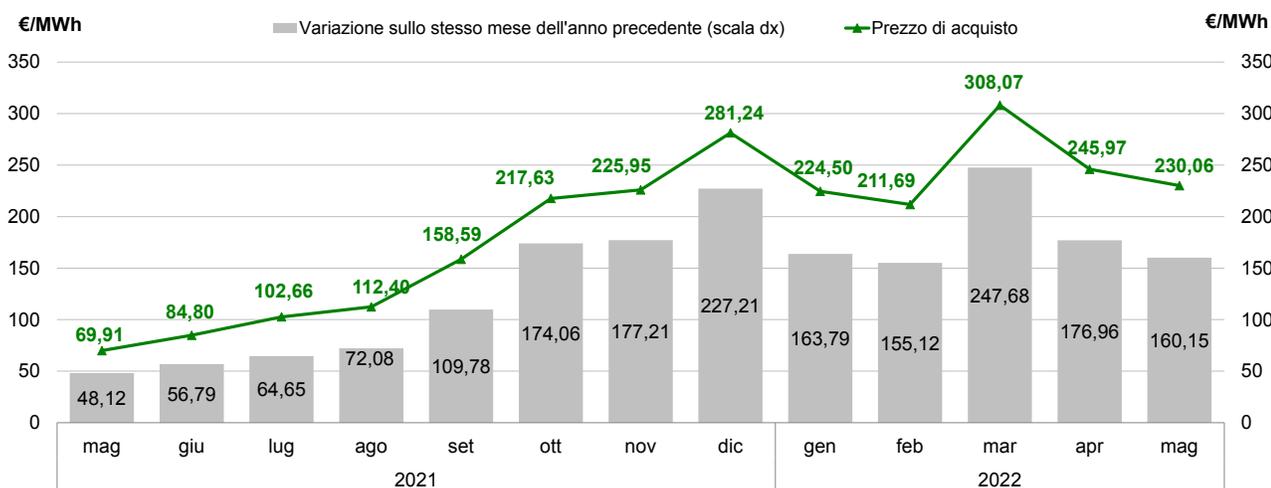
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
Baseload	230,06	69,91	+160,15	+229,1%	23.706	+3,6%	31.042	+3,7%	76,4%	76,4%
<i>Picco</i>	241,82	75,27	+166,55	+221,3%	28.407	+1,8%	37.004	+2,5%	76,8%	77,3%
<i>Fuori picco</i>	223,59	67,16	+156,42	+232,9%	21.121	+4,0%	27.763	+3,7%	76,1%	75,8%
<i>Minimo orario</i>	119,43	3,00			13.511		19.537		64,0%	69,1%
<i>Massimo orario</i>	400,00	99,50			31.355		40.088		87,7%	82,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



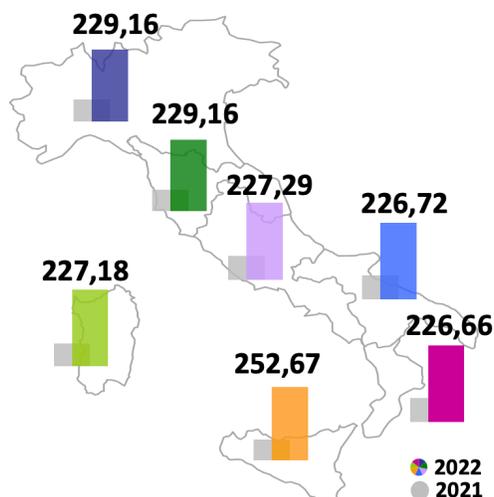
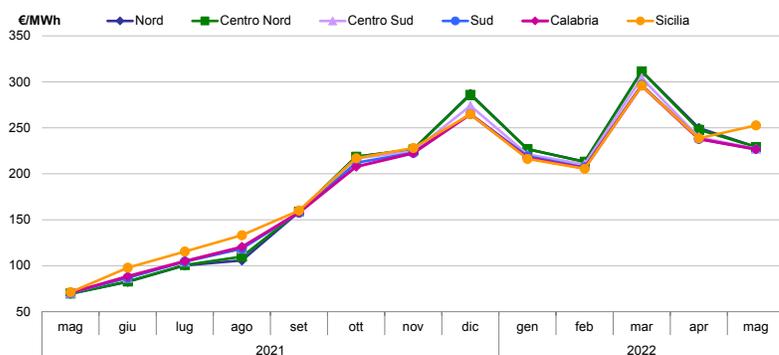
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto, il calo mensile dei prezzi appare più intenso nelle zone centro-settentrionali (229,16 €/MWh, -19/-21 €/MWh) che riducono il loro differenziale dal resto della penisola (227 €/MWh, -11/-13 €/MWh). In presenza di consistenti limitazioni alla capacità del transito SICI-CALA

(dalle ore 9 del 2 maggio fino alle ore 17 del 15 maggio) sale, invece, a 252,67 €/MWh il prezzo in Sicilia (+14,06 €/MWh), caratterizzato nella prima parte del mese anche da un'elevata volatilità (con minimi a 0 €/MWh o prossimi ad esso) riconducibile alla variabilità della disponibilità eolica.

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Torna in aumento mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,1 TWh (+0,9% su aprile). La crescita si concentra sui volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,6 TWh (+1,2%), con una liquidità del mercato che si

attesta conseguentemente al 76,4% (+0,3 punti percentuali), in presenza anche di movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP pressoché invariate a 5,5 TWh (-0,2%) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.637.531	+3,6%	76,4%
Operatori	10.450.591	-2,1%	45,2%
GSE	2.480.717	-8,6%	10,7%
Zone estere	4.706.223	+29,6%	20,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.457.790	+3,9%	23,6%
Zone estere	52.182	+51,1%	0,2%
Zone nazionali	5.405.608	+3,6%	23,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.095.321	+3,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.065.811	-24,8%	
OFFERTA TOTALE	38.161.132	-9,8%	

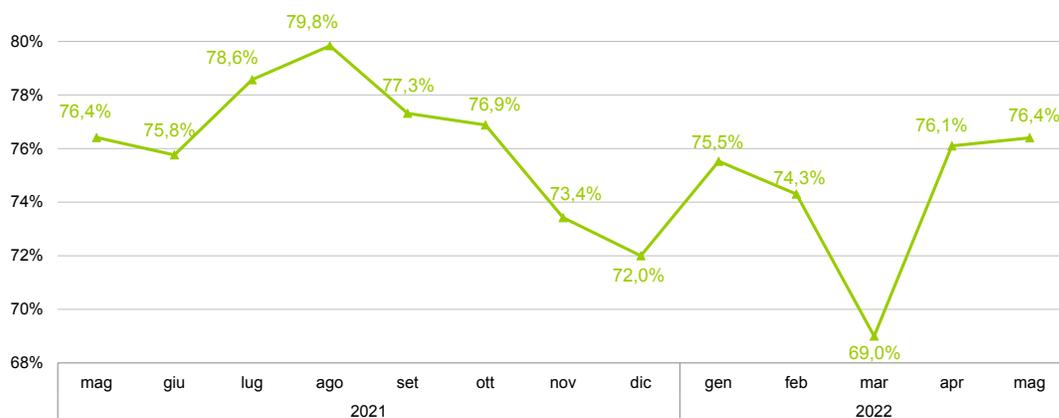
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.637.531	+3,6%	76,4%
Acquirente Unico	1.919.000	-45,2%	8,3%
Altri operatori	12.657.108	+28,5%	54,8%
Pompaggi	6.465	+200,5%	0,0%
Zone estere	160.826	+7,9%	0,7%
Saldo programmi PCE	2.894.132	-17,7%	12,5%
PCE (incluso MTE)	5.457.790	+3,9%	23,6%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.351.922	-4,8%	36,2%
Saldo programmi PCE	-2.894.132	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.095.321	+3,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	520.729	+4,2%	
DOMANDA TOTALE	23.616.050	+3,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali salgono a 22,9 TWh, in crescita da Nord a Sud. Ai minimi dallo scorso luglio, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a meno di 0,2 TWh, in calo sia sulla frontiera settentrionale che su quella orientale (Tabella 4).

Lato offerta, con le importazioni ai massimi da marzo

2021, a 4,8 TWh, e in aumento mensile soprattutto sulla frontiera francese, le vendite nazionali scendono a 18,3 TWh, in calo su aprile soprattutto nelle zone centrali e meridionali (tra -6% del Centro Sud e -15% del Sud), ma in crescita al Nord (+2,6%) e in Calabria (+4,9%) (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	16.031.844	21.548	-25,2%	9.177.435	12.335	-9,8%	13.234.899	17.789	+4,6%
Centro Nord	1.429.975	1.922	-14,7%	1.217.274	1.636	-7,6%	1.987.087	2.671	+4,3%
Centro Sud	5.673.106	7.625	+10,6%	2.032.478	2.732	-0,4%	3.922.232	5.272	+2,2%
Sud	4.602.160	6.186	+3,8%	2.631.124	3.536	+5,4%	1.430.900	1.923	+4,5%
Calabria	2.131.618	2.865	+5,0%	1.157.698	1.556	+60,4%	411.583	553	-6,0%
Sicilia	2.102.654	2.826	-4,7%	1.065.312	1.432	+37,5%	1.283.428	1.725	+2,1%
Sardegna	1.417.581	1.905	-16,6%	1.055.593	1.419	-3,3%	664.365	893	-0,6%
Totale nazionale	33.388.939	44.878	-13,5%	18.336.916	24.646	-1,5%	22.934.495	30.826	+3,6%
Esteri	4.772.193	6.414	+28,5%	4.758.405	6.396	+29,8%	160.826	216	+7,9%
Sistema Italia	38.161.132	51.292	-9,8%	23.095.321	31.042	+3,7%	23.095.321	31.042	+3,7%

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

LE FONTI

La riduzione mensile delle vendite nazionali si concentra sulle fonti tradizionali (-5,4%), e in particolare sugli impianti a gas del Nord; in crescita, invece, le vendite a carbone, anche a fronte di quotazioni del combustibile e permessi di emissione prossime ai massimi storici. Più modesto, invece, il calo mensile per le vendite rinnovabili (-0,4%), tra le quali si osserva lo stagionale incremento di quelle

idroelectriche, concentrato al Nord, ma su livelli comunque minimi dell'ultimo decennio per il mese di maggio, e una diffusa riduzione delle vendite eoliche. Pertanto la quota del gas scende al 43,7% e quella del carbone sale al 7,9%, mentre tra le fonti rinnovabili perde quota l'eolico (6,2%), mentre cresce al 19,3% quella dell'idrico (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	6.892	+6,8%	552	-0,3%	1.432	+46,8%	2.101	+56,9%	1.154	+149,7%	882	+85,3%	1.090	+3,8%	14.103	+24,7%
Gas	5.814	+4,2%	516	+1,9%	698	+21,8%	1.381	+17,4%	1.024	+197,9%	767	+92,8%	561	+27,6%	10.761	+19,4%
Carbone	361	-	-	-	531	+230,2%	589	+2014,6%	0	-	-	-	475	-12,4%	1.955	+167,6%
Altre	718	-18,1%	36	-24,2%	204	-15,7%	131	-2,6%	130	+9,7%	115	+46,9%	55	-20,9%	1.387	-11,4%
Fonti rinnovabili	5.284	-23,7%	1.084	-10,9%	1.299	-25,4%	1.436	-28,8%	402	-20,8%	547	-3,2%	328	-21,2%	10.380	-22,4%
Idraulica	3.244	-31,5%	177	-36,0%	517	-30,7%	470	-4,7%	135	-	151	+3,0%	71	-9,1%	4.765	-28,0%
Geotermica	-	-	621	-1,5%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	621	-1,5%
Eolica	19	+48,8%	17	-52,2%	301	-43,6%	619	-44,5%	188	-34,7%	260	-5,5%	112	-45,8%	1.516	-38,5%
Solare e altre	2.020	-7,0%	270	-1,8%	482	+4,2%	346	-15,0%	79	+0,6%	136	-5,1%	146	+10,0%	3.478	-5,2%
Pompaggio	160	-45,6%	-	-	0	-99,3%	-	-	-	-	2,99	-	-	-	163	-48,8%
Totale	12.335	-9,8%	1.636	-7,6%	2.732	-0,4%	3.536	+5,4%	1.556	+60,4%	1.432	+37,5%	1.419	-3,3%	24.646	-1,5%

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

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

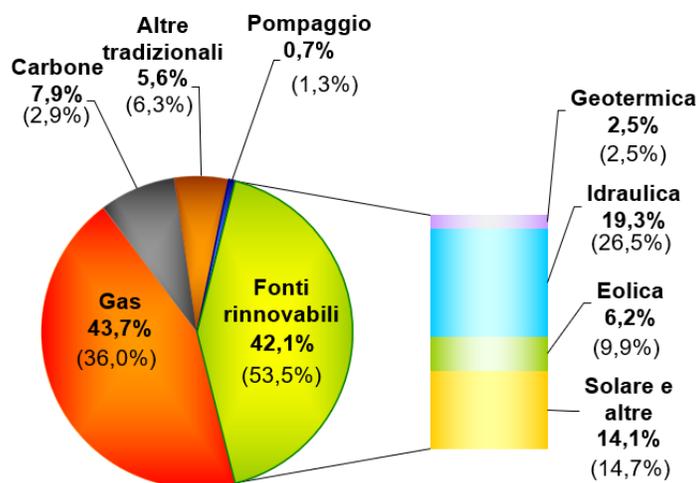
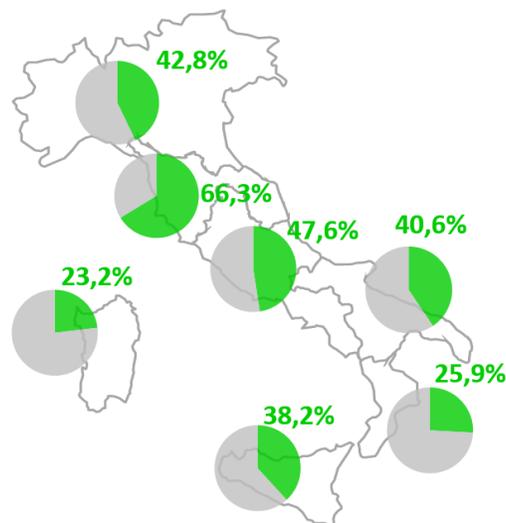


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,6 TWh, massimo in media oraria da marzo 2021 e in crescita di 1,2 TWh su aprile. L'aumento si concentra sulla frontiera settentrionale, soprattutto quella francese in corrispondenza di un differenziale tra la quotazione estera e quella del Nord quasi

raddoppiato (32 €/MWh, +15 €/MWh), ma anche su quella svizzera in presenza di una crescita della NTC. Infine, con le quotazioni greche più frequentemente inferiori al prezzo del Sud, crescono anche i flussi da tale frontiera, che risultano nel complesso invertiti rispetto ad aprile (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.104.559 (1.678.649)	99,7% (92,2%)	0,1% (4,6%)	0,2% (3,2%)	84,5% (64,2%)	- (1,7%)	2.912 (2.602)	2.104.934 (1.703.140)	2.072.534 (1.670.464)	997 (999)	374 (24.491)	374 (24.491)
Italia - Svizzera	1.559.283 (947.411)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.437 (1.679)	1.561.081 (958.915)	n/a n/a	2.209 (1.902)	1.799 (11.504)	n/a n/a
Italia - Austria*	210.157 (125.806)	96,2% (89,8%)	0,1% (4,4%)	3,7% (5,8%)	93,8% (88,0%)	0,1% (4,3%)	297 (190)	210.257 (127.665)	210.257 (127.665)	88 (71)	100 (1.859)	100 (1.859)
Italia - Slovenia*	351.484 (311.888)	92,9% (5,9%)	0,5% (88,8%)	6,6% (5,2%)	66,8% (0,8%)	0,1% (61,1%)	580 (554)	352.708 (324.382)	352.708 (324.382)	631 (630)	1.223 (12.494)	1.223 (12.494)
Italia - Montenegro	393.224 (376.793)	100,0% (95,6%)	- (3,2%)	- (1,2%)	41,1% (43,4%)	- (-)	593 (600)	401.188 (396.344)	n/a n/a	653 (581)	7.964 (19.551)	n/a n/a
Italia - Grecia	59.469 (126.107)	46,8% (47,3%)	31,7% (12,8%)	21,5% (39,9%)	- (-)	- (-)	417 (325)	127.050 (151.541)	127.050 (151.541)	417 (328)	67.581 (25.435)	67.581 (25.435)
Italia - Malta	-32.304 (-1.148)	7,3% (18,3%)	76,9% (24,9%)	15,8% (56,9%)	- (-)	- (-)	225 (225)	1.188 (5.222)	n/a n/a	225 (225)	33.492 (6.370)	n/a n/a
TOTALE**	4.645.872 (3.565.507)							4.758.405 (3.667.210)	2.762.548 (2.274.053)		112.533 (101.703)	69.279 (64.278)

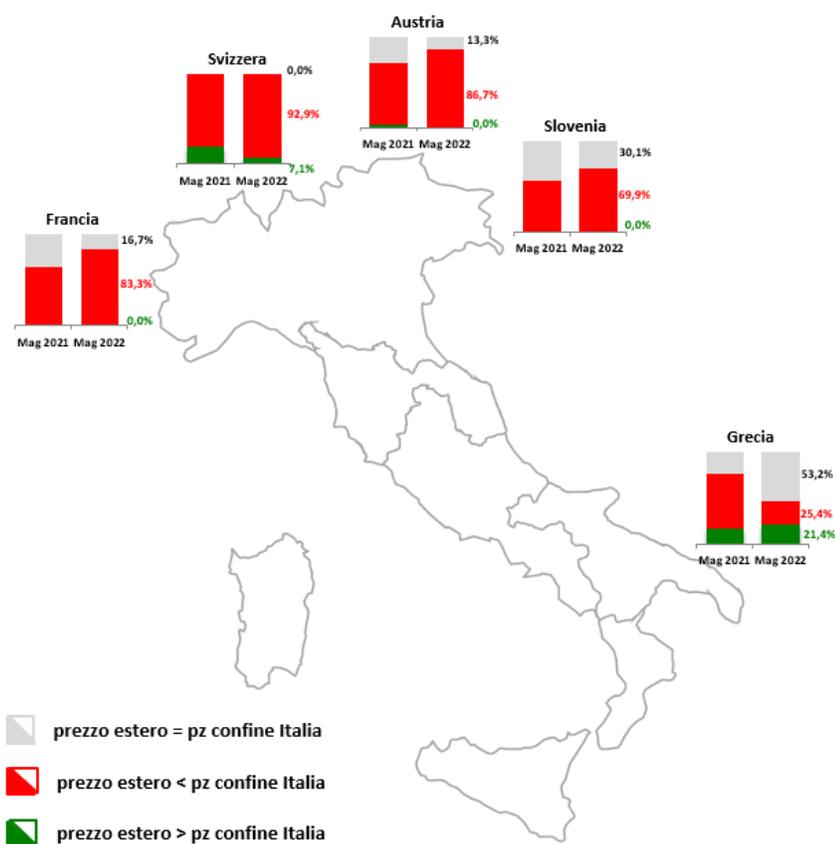
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 maggio i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,1 TWh (-3,8 su aprile). La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,9 TWh), e in particolare sul MI-A1 (1,2 TWh), la cui quota sul totale scambiato si attesta al 59%. Quanto al XBID, nel mese sono stati conclusi oltre 110 mila abbinamenti per 249,3 GWh totali (+6,9%), il 92% dei quali realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). Anche a maggio, nella contrattazione continua resta prevalente, ma in calo, la quota degli scambi avvenuti con controparte estera (62% del totale XBID), con finalità bilanciata tra import ed export;

si attesta invece al 27% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 10% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

Analogamente a quanto osservato sul MGP, secondo calo consecutivo per i prezzi osservati nel MI che si attestano mediamente sui 225/229 €/MWh nei mercati in asta e sul XBID, risultando inferiori ai corrispondenti valori del MGP nei primi (-2% circa) e sostanzialmente allineati nella contrattazione continua. Su base zonale, prezzi ovunque più elevati in Sicilia, al pari di quanto registrato sul MGP (Grafico 6, Tabella 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

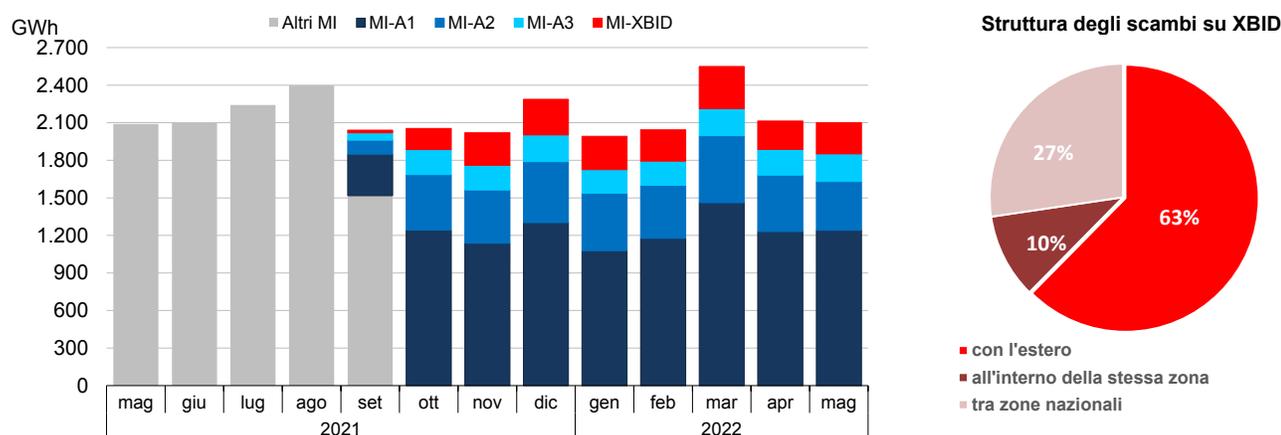


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	Totale	XBID (1-24 h)	Totale
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	572.855	161.583	82.240	816.679	75.676	892.355
Centro Nord	55.228	18.615	13.937	87.781	13.600	101.380
Centro Sud	211.215	63.375	31.146	305.735	27.713	333.449
Sud	179.915	59.183	36.389	275.487	27.084	302.570
Calabria	23.410	17.058	7.262	47.729	4.526	52.255
Sicilia	111.311	23.715	15.802	150.828	6.321	157.149
Sardegna	33.983	16.882	11.853	62.719	4.506	67.225
Estero	52.364	29.582	22.291	104.238	89.868	194.106
Totale	1.240.282	389.992	220.921	1.851.195	249.294	2.100.489

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	Totale	XBID (1-24 h)	Totale
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	574.263	165.081	86.483	825.827	84.719	910.546
Centro Nord	33.527	12.131	8.269	53.927	15.543	69.470
Centro Sud	287.069	75.607	28.563	391.239	15.193	406.432
Sud	140.222	59.060	27.789	227.071	24.057	251.127
Calabria	28.718	11.227	9.059	49.005	4.090	53.095
Sicilia	86.818	25.960	15.079	127.857	7.865	135.722
Sardegna	56.105	13.790	10.896	80.791	6.744	87.535
Estero	33.560	27.135	34.783	95.478	91.084	186.562
Totale	1.240.282	389.992	220.922	1.851.195	249.294	2.100.489

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

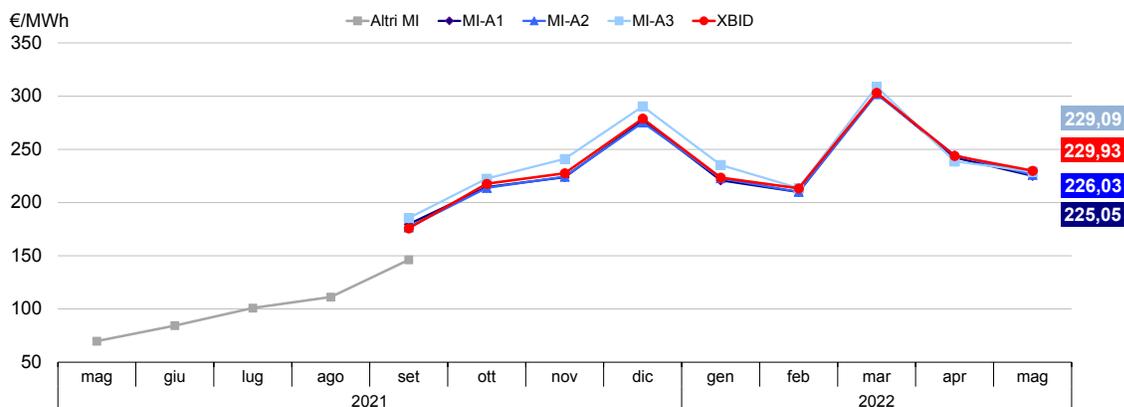


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero			
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA
			MI-A1 (1-24 h) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
Nord	229,16	233,77	224,81 (-1,9%)	225,86 (-1,4%)	228,04 (-2,5%)	228,74 (-0,2%)
Centro Nord	229,16	233,77	224,82 (-1,9%)	225,90 (-1,4%)	228,04 (-2,5%)	236,65 (+3,3%)
Centro Sud	227,29	231,54	222,20 (-2,2%)	222,63 (-2,0%)	225,71 (-2,5%)	228,91 (+0,7%)
Sud	226,72	231,03	222,08 (-2,0%)	222,47 (-1,9%)	225,59 (-2,4%)	229,07 (+1,0%)
Calabria	226,66	231,03	222,12 (-2,0%)	222,56 (-1,8%)	225,59 (-2,4%)	228,64 (+0,9%)
Sicilia	252,67	261,71	248,52 (-1,6%)	248,80 (-1,5%)	257,56 (-1,6%)	251,24 (-0,6%)
Sardegna	227,18	231,33	221,38 (-2,6%)	222,54 (-2,0%)	223,52 (-3,4%)	227,89 (+0,3%)

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

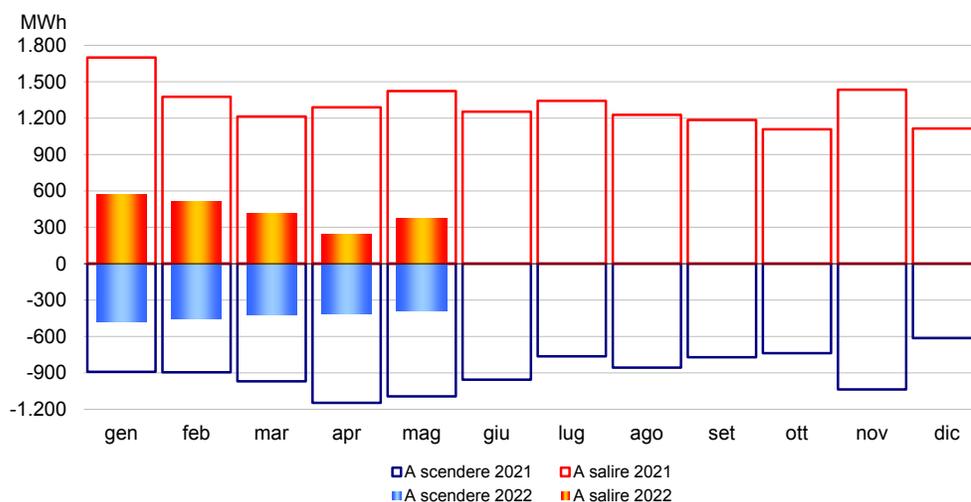
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Come da inizio anno, anche a maggio restano molto bassi i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire in aumento rispetto al minimo

di aprile (0,3 TWh, +53,9%) e le sue vendite in riduzione sul mercato a scendere (0,3 TWh, minimo in media oraria da gennaio 2015, -6,6%) (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 15 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' relative a 9 giorni del mese, per volumi pari a 27,6 GWh. Gli scambi si

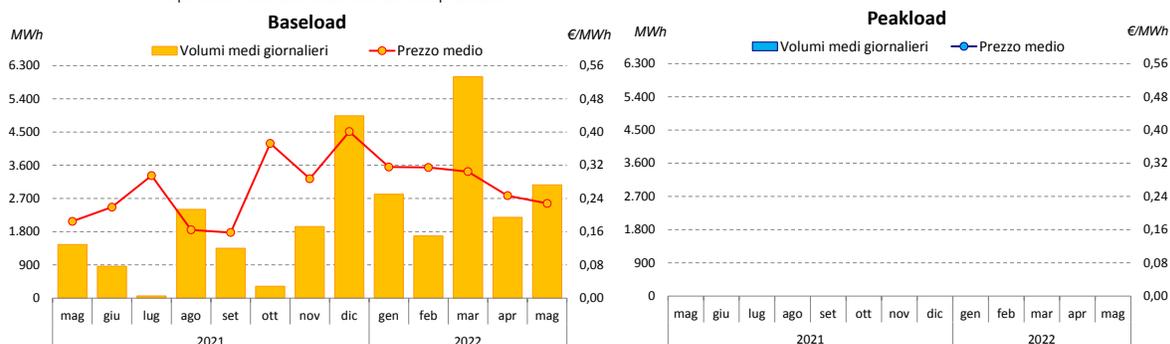
realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,23 €/MWh (-0,02 €/MWh su aprile) (Figura 3).

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	15	9/31	0,23	0,20	0,30	27.624	3.069
	(69)	29/31	(0,18)	(0,10)	(1,00)	(42.072)	(1.451)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	15					27.624	
	(69)					(42.072)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Giugno 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh e un prezzo di 238,81 €/MWh sul baseload e di 257,30 €/MWh sul peakload (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a maggio

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
Giugno 2022	238,81	-9,8%	-	-	-	-	-	1	720
Luglio 2022	241,08	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2022	234,04	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2022	246,51	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	240,48	-9,8%	-	-	-	-	-	1	2.208
IV Trimestre 2022	273,80	+5,0%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	251,86	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	189,00	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	205,73	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		4.417

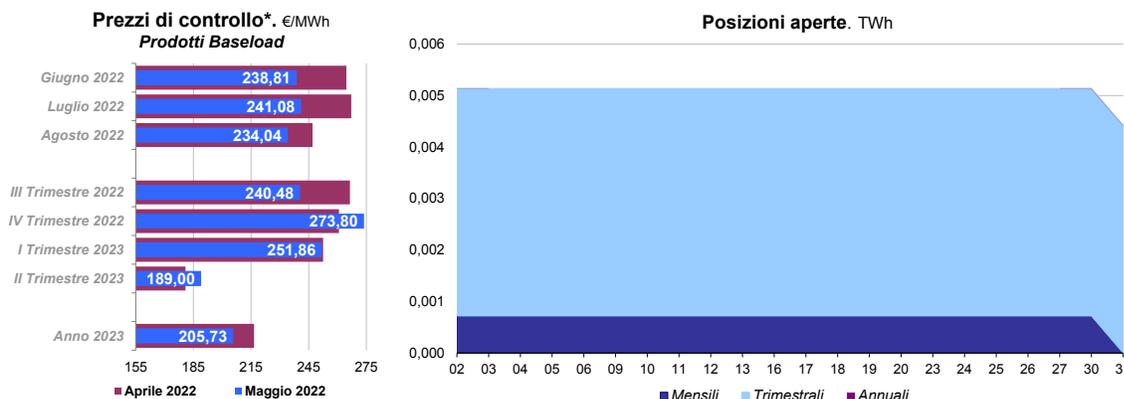
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2022	257,30	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2022	263,00	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2022	248,14	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2022	268,37	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	259,61	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	318,24	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	278,08	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	198,61	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	227,07	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		-
TOTALE			-	-	-	-	-		4.417

* 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)

In aumento mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a maggio, pari a 19,5 TWh, in crescita annuale per la prima volta da inizio anno. In rialzo mensile anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,6 TWh (Tabella 11).

Ai massimi da inizio anno il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, a 1,69 (-0,05 su aprile) (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, il dato mostra livelli pressoché invariati rispetto ad aprile nei conti in immissione (5,5 TWh) e un aumento nei conti in prelievo (8,4 TWh), con i relativi sbilanciamenti a programma, attestatisi rispettivamente a 6,1 TWh e 3,2 TWh.

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

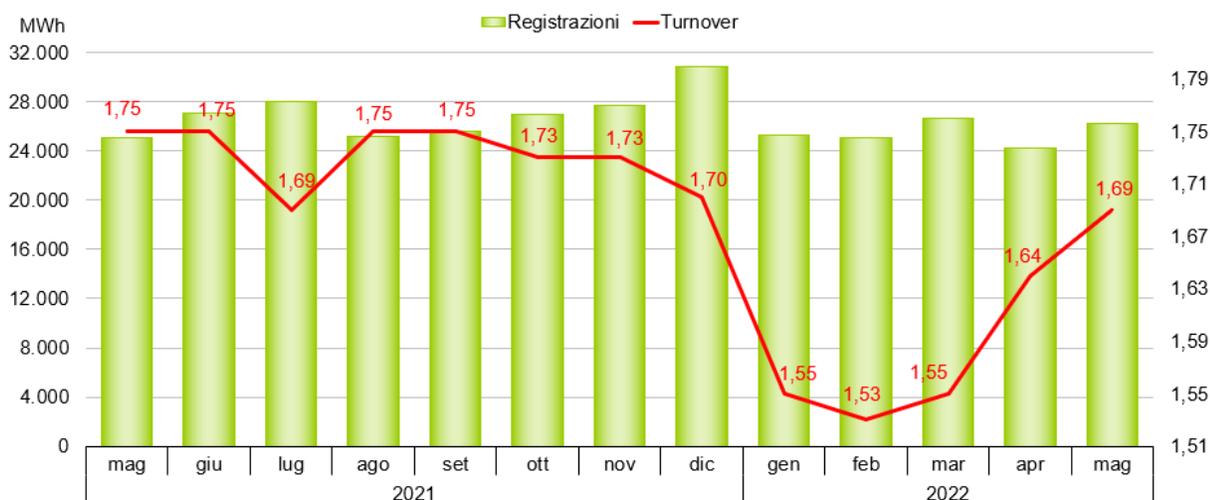
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
<i>Baseload</i>	5.698.867	+6,9%	29,1%	Richiesti	7.255.953	+2,7%	8.352.197	-4,9%
<i>Off Peak</i>	88.932	+23,2%	0,5%	Rifiutati	1.798.163	-0,9%	275	-97,6%
<i>Peak</i>	96.372	-18,6%	0,5%	Registrati	5.457.790	+3,9%	8.351.922	-4,8%
<i>Week-end</i>	-	-	-					
Totale Standard	5.884.171	+6,5%	30,1%	Sbilanciamenti a programma	6.095.509	+11,8%	3.201.377	+65,5%
Totale Non standard	13.659.206	+4,0%	69,8%	Saldo programmi	-	-	2.894.132	-17,7%
PCE bilaterali	19.543.377	+4,7%	99,9%					
MTE	744	-98,6%	0,0%					
MPEG	27.624	-34,3%	0,1%					
TOTALE PCE	19.571.745	+4,3%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.553.299	+7,9%						

* 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 attestano a 4.121 milioni di mc (43,6 TWh), al secondo calo mensile consecutivo riconducibile prevalentemente alla domanda del settore civile. Sul lato delle immissioni le importazioni tramite gasdotto e GNL si portano complessivamente a 6.278 milioni di mc (66,4 TWh), registrando valori molto bassi soprattutto al punto di ingresso di Tarvisio. Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni nei siti ammontano a 25,6 TWh, in crescita rispetto ad aprile, sebbene su tassi inferiori rispetto al 2021. Stabile, infine, sui

livelli dei mesi precedenti la produzione nazionale, a 258 milioni di mc (2,7 TWh).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 10,5 TWh, rappresentativi di una quota sul totale dei consumi pari al 24%. Oltre il 75% degli scambi risulta concentrato sui mercati title a negoziazione continua, in particolare su MGP-Gas (5,3 TWh). Al secondo calo consecutivo tutti i prezzi registrati sui mercati del GME, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 92 €/MWh; TTF: 89 €/MWh).

IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.121 milioni di mc (43,6 TWh), minimo da agosto 2021 anche per effetto della stagionalità che, tipicamente in questi mesi, vede la domanda attestarsi sui livelli più bassi dell'anno. Seguendo questo tipico andamento infrannuale, risultano in calo i consumi nel settore civile (1.199 milioni di mc, 12,7 TWh) e in quello termoelettrico (1.701 milioni di mc, 18 TWh), questi ultimi superiori negli ultimi tredici mesi solo al valore toccato a maggio 2021 (maggiore richiesta di energia elettrica e minore disponibilità di offerta rinnovabile). Mantengono una tendenza ribassista i consumi nel settore industriale (1.105 milioni di mc, 11,7 TWh), sebbene risultino in modesta ripresa rispetto ad aprile. In riduzione, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 116 milioni di mc (1,2 TWh).

Sul lato delle importazioni (6.278 milioni di mc, 66,4 TWh) si rilevano volumi di gas in ingresso per 5.150 milioni di

mc (54,5 TWh) tramite gasdotto e per 1.127 milioni di mc (11,9 TWh) tramite GNL. Prosegue la rimodulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata, confermatasi in ulteriore riduzione a Tarvisio (11,3 TWh), la cui quota, scesa al 17% del totale (a gennaio 2022 era il 26%), risulta progressivamente assorbita dagli altri gasdotti e terminali di rigassificazione, tra cui in particolare Mazara (21,7 TWh, 33% del totale), Melendugno (9,5 TWh, 14% del totale), Passo Gries (891 milioni di mc, 9,4 TWh, 14% del totale) e Cavarzere (827 milioni di mc, 8,7 TWh, 13% del totale). Relativamente allo stoccaggio, le iniezioni nei siti di stoccaggio ammontano a maggio a 25,6 TWh, valore più che raddoppiato rispetto ad aprile, ma ancora inferiore a quanto registrato un anno fa (-10%), mentre la giacenza complessiva di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese sale a 4.246 milioni di mc (44,9 TWh), in calo del 26% dal livello raggiunto a fine maggio 2021.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.278	66,4	-6,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.050	21,7	+9,3%
Tarvisio	1.072	11,3	-62,8%
Passo Gries	891	9,4	+757,5%
Gela	239	2,5	-25,9%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	898	9,5	+61,8%
Panigaglia (GNL)	260	2,7	+17,9%
Cavarzere (GNL)	827	8,7	+52,9%
Livorno (GNL)	41	0,4	-82,5%
Produzione Nazionale	258	2,7	+30,2%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.536	69,1	-5,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.105	11,7	-8,4%
Termoelettrico	1.701	18,0	+13,7%
Reti di distribuzione	1.199	12,7	-13,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
	116	1,2	-26,2%
TOTALE CONSUMATO	4.121	43,6	-3,0%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>			
	2.415	25,6	-9,9%
TOTALE PRELEVATO	6.536	69,1	-5,7%

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

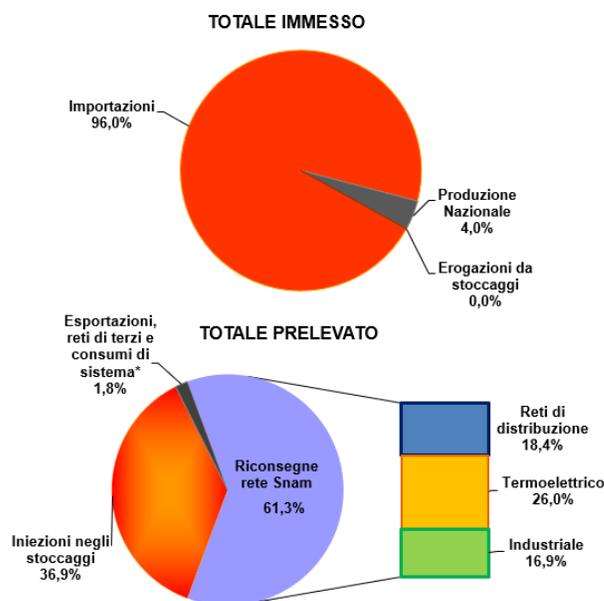
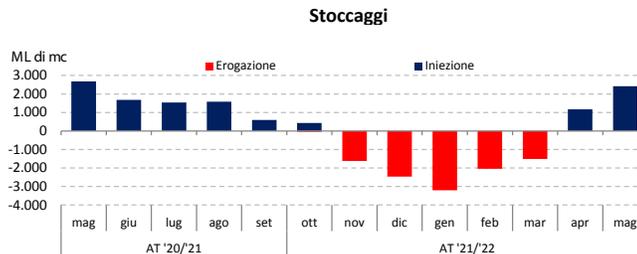
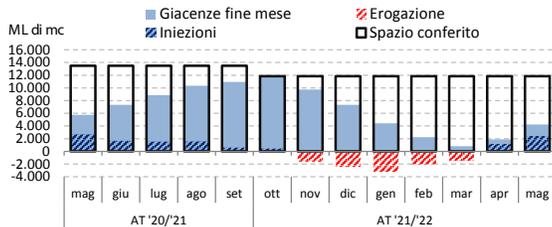


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2022)	4.246	44,9	-26,1%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	2.415	25,5	-9,9%
Flusso netto	2.415	25,5	-9,9%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,1%
Giacenza/Spazio conferito	35,8%		-6,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni al PSV e al TTF, pur mantenendosi su livelli alti, registrano il secondo calo consecutivo dal massimo storico registrato a marzo, mostrando anche una minore volatilità. In particolare, il riferimento al PSV scende a 92 €/MWh, in flessione di 12 €/MWh rispetto al mese precedente (-12%), mentre quello al TTF si porta a 89 €/MWh (-14 €/MWh). Entrambe le quotazioni

sono caratterizzate da un trend decrescente nel corso del mese, interrotto a tratti da deboli rialzi, che, in ogni caso, già dopo la prima settimana di maggio, non hanno mai portato i due riferimenti a superare i 100 €/MWh. Il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese torna a allargarsi a circa 3 €/MWh (era 1 €/MWh ad aprile), continuando a mostrare una certa variabilità. (min: -5 €/MWh e max: +9 €/MWh).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 10,5 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 24%. Rispetto al massimo storico di aprile, si osserva una riduzione dei volumi scambiati sull'orizzonte day-ahead, lieve sul MGP-Gas a contrattazione continua (5,4 TWh, -2,6%), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 51%, più consistente nel comparto AGS in asta, dove le contrattazioni, in corrispondenza di minori movimentazioni effettuate da Snam in particolare lato acquisto (1,5 TWh contro 9,2 TWh), tornano sostanzialmente in linea con i valori registrati su tale mercato prima di aprile (1,8 TWh, 17,2% del totale). Sull'orizzonte intraday i volumi si attestano, invece, a 3,0 TWh, quasi interamente scambiati sul mercato a negoziazione continua (2,9 TWh), in aumento sul mese precedente (+2%). Su tale comparto risultano in calo le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,7 TWh, -5%), solo lato vendita (0,2 TWh, -68%), mentre

tornano a crescere gli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,2 TWh, +4%).

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,3 TWh, poco sotto la media osservata nel corso del 2022, con movimentazioni effettuate da Snam, esclusivamente con finalità di bilanciamento, pari 0,26 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,06 TWh.

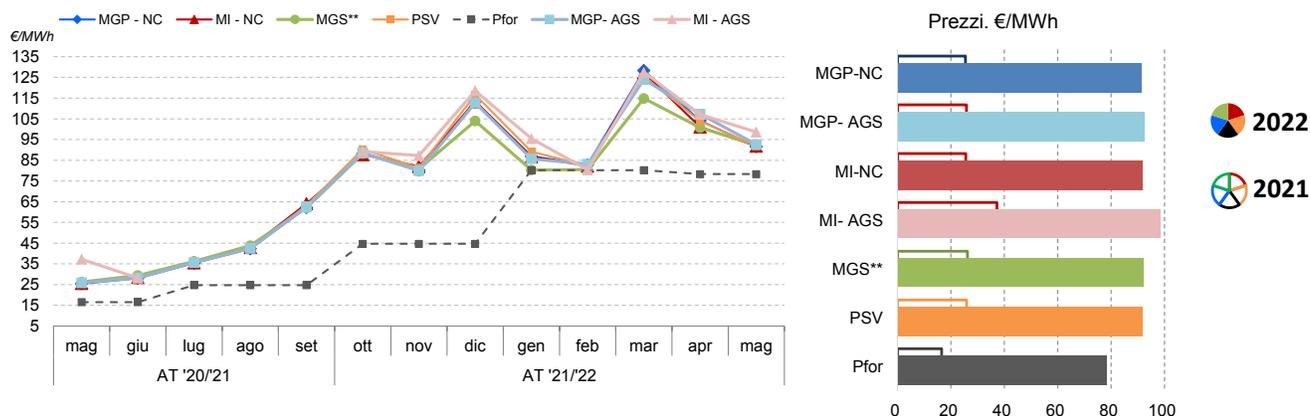
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi dei prezzi sui principali hub europei, risultano ovunque in ribasso su base mensile, attestandosi intorno ai 92 €/MWh (-8%/-14%), con un massimo di 99 €/MWh registrato nelle poche sessioni attive del comparto intraday AGS. Rispetto al mese precedente si osserva, inoltre, un maggiore allineamento anche giornaliero delle quotazioni. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a maggio non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

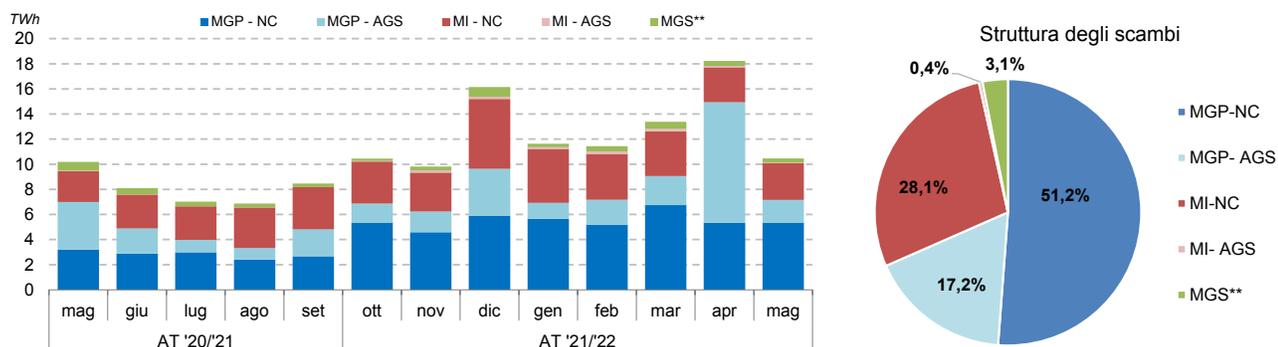
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MP-GAS							
<i>MGP</i>							
Negoziazione continua	91,60	(25,43)	+260,2%	78,80	108,00	5.352.576	(3.194.328) +67,6%
Comparto AGS	92,61	(25,85)	+258,2%	81,00	108,49	1.801.080	(3.799.200) -52,6%
<i>MI</i>							
Negoziazione continua	91,88	(25,60)	+258,9%	75,00	111,00	2.935.680	(2.446.344) +20,0%
Comparto AGS	98,60	(37,26)	+164,7%	98,60	98,60	46.056	(43.464) +6,0%
<i>MGS**</i>							
Stogit	92,42	(26,22)	+252,5%	82,00	103,03	321.020	(701.520) -54,2%
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

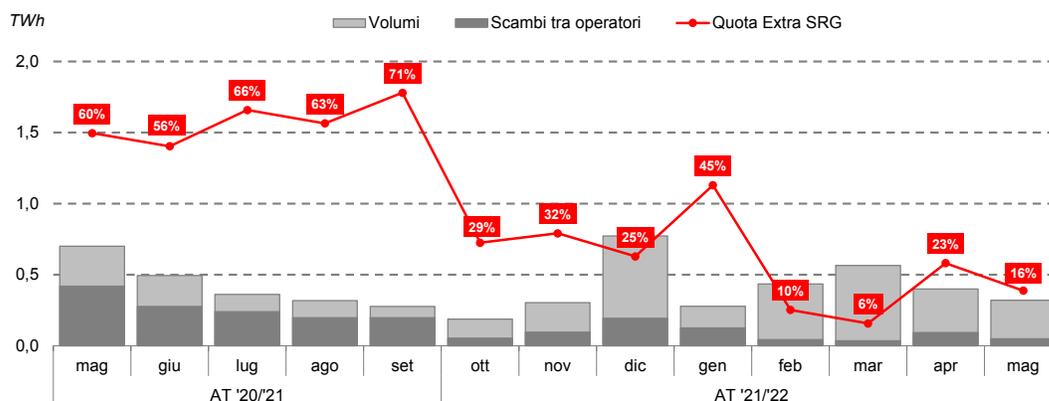
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	321.020	(701.520)	321.020	(701.520)	-	(-)	-	(-)
SRG	7.992	(41.178)	263.119	(240.576)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	7.992	(41.178)	263.119	(240.576)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	313.028	(660.342)	57.901	(460.945)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



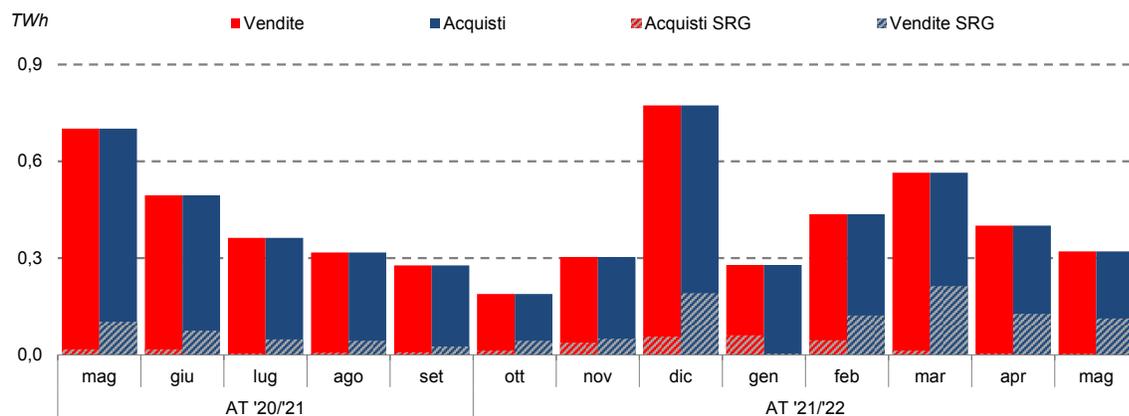


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-05	-	-	96,89	0,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-06	-	-	93,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-06	-	-	101,10	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-07	-	-	93,38	-6,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-08	-	-	93,28	-9,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-09	-	-	93,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	88,28	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	98,68	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	96,24	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	85,78	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	68,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	72,12	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	79,28	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ Dopo la flessione di aprile, a maggio rimbalzano i riferimenti del Brent e del carbone, mentre rimangono in lieve calo sul mese precedente le quotazioni del gas e i prezzi elettrici sulle principali borse europee.

A maggio riprende il trend crescente, interrotto da inizio anno solo ad aprile, delle quotazioni del Brent (112,96 \$/bbl), che tornano in rialzo mensile dell'8%. La crescita risulta più evidente nella seconda parte del mese, con prezzi che tornano a superare 130 \$/bbl nell'ultima giornata di maggio. Più modesta la crescita su aprile delle quotazioni dei derivati del greggio (olio combustibile a 783,08 \$/MT e gasolio a 1.116,80 \$/MT). Riprende quota anche il prezzo del carbone (323,00

\$/MT, +6% su aprile), sempre superiore ai 330 \$/MT nella seconda parte del mese. Anche i mercati a termine rivedono al rialzo le quotazioni, stimandole nel breve periodo attorno agli attuali livelli spot per il Brent e su livelli inferiori per il carbone. Ai minimi degli ultimi anni il tasso di cambio euro/dollaro (1,06 €/€, -2% su aprile), con conseguente accentuazione della crescita delle quotazioni di greggio, prodotti petroliferi e carbone nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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	112,96	8%	63%	107,06	109,46	3%	111,96	6%	109,56	5%	92,16	1%
Olio Combustibile	USD/MT	783,08	0%	66%									
Gasolio	USD/MT	1116,80	1%	105%	1.227,25	1.114,27	7%	1.079,76	8%	1.048,78	8%	861,99	3%
Carbone	USD/MT	323,00	6%	290%	284,00	302,89	1%	308,50		289,00	-8%	238,13	7%

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	106,83	10%	87%		103,31	-	105,49	-	103,04	-	85,03	-
Olio Combustibile	EUR/MT	740,52	3%	90%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	1056,04	3%	136%		1051,59	-	1017,32	-	986,26	-	795,34	-
Carbone	EUR/MT	305,46	9%	348%		286,43	-	291,25	-	272,32	-	220,10	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,06	-2%	-13%	1,06	1,06	-	1,06	-	1,06	-	1,08	-

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

Fonte: Refinitiv

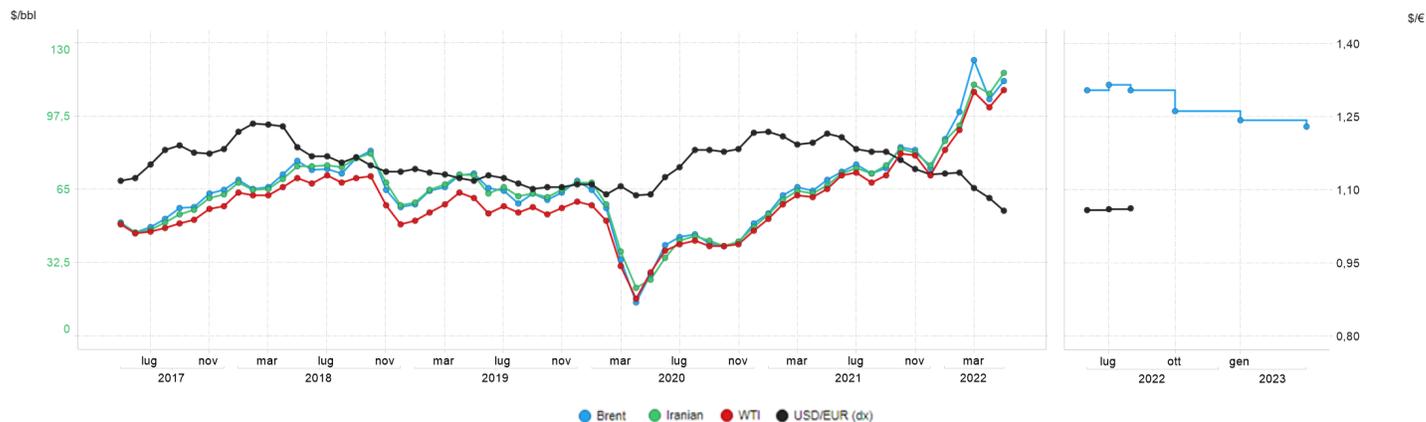


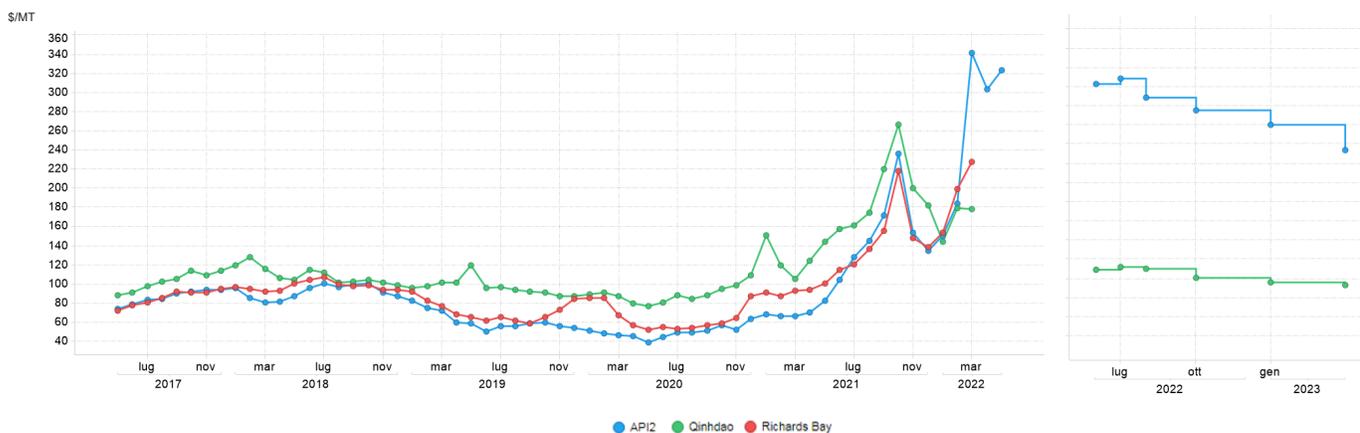
Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

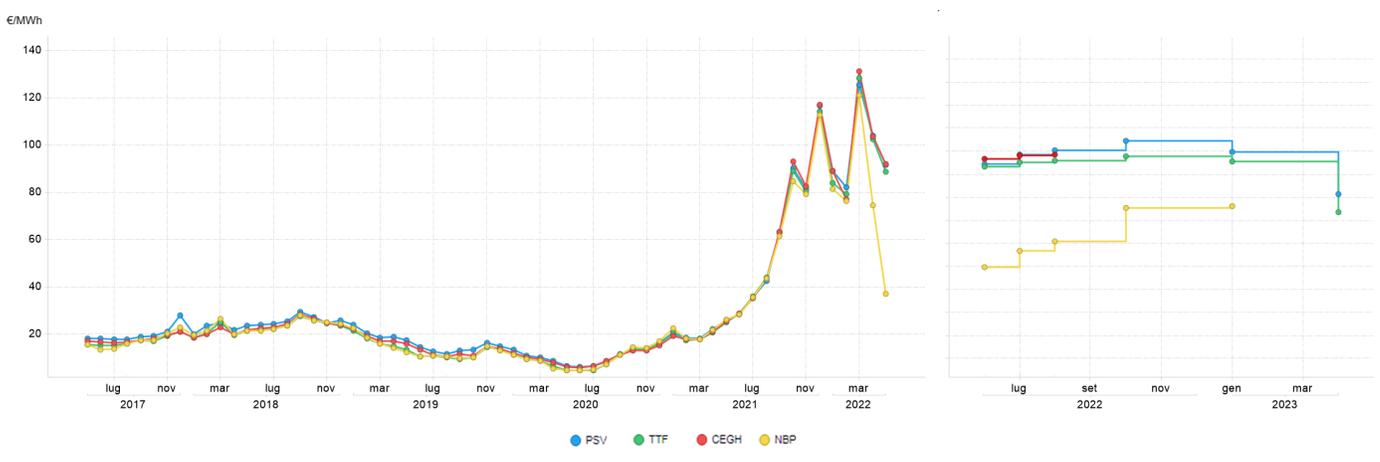


Sui principali hub europei del gas, le quotazioni, pur rimanendo elevate, registrano la seconda riduzione mensile consecutiva, con il PSV sceso a 91,93 €/MWh (-12%), il TTF a 88,86 €/MWh (-13%) e lo spread tra i due riferimenti salito a 2,8 €/MWh (era +1,3 €/MWh ad aprile). Entrambi i prezzi descrivono un trend prevalentemente decrescente nel corso del mese, con massimi ancora oltre i 100 €/MWh nelle

prime sessioni del mese e minimi fino a 80 €/MWh nell'ultima decade. Decisamente più intenso il calo sul riferimento britannico spot NBP. Anche i mercati a termine rivedono al ribasso le quotazioni relative ai prossimi mesi, su livelli tuttavia superiori agli attuali spot, con uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo e un livello del riferimento britannico sempre decisamente inferiore al resto delle quotazioni europee

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	91,63	-12%	253%	98,40	94,58	-9%	98,54	-9%	100,44		84,16	2%
TTF	NL	88,86	-13%	252%	98,00	93,45	-8%	95,32	-6%	96,04		78,40	0%
CEGH	AT	91,84	-12%	262%	102,28	96,57	-8%	98,19	-6%	98,71			
NBP	UK	37,10	-50%	42%	38,16	49,80	-28%	56,64	-15%	60,91			



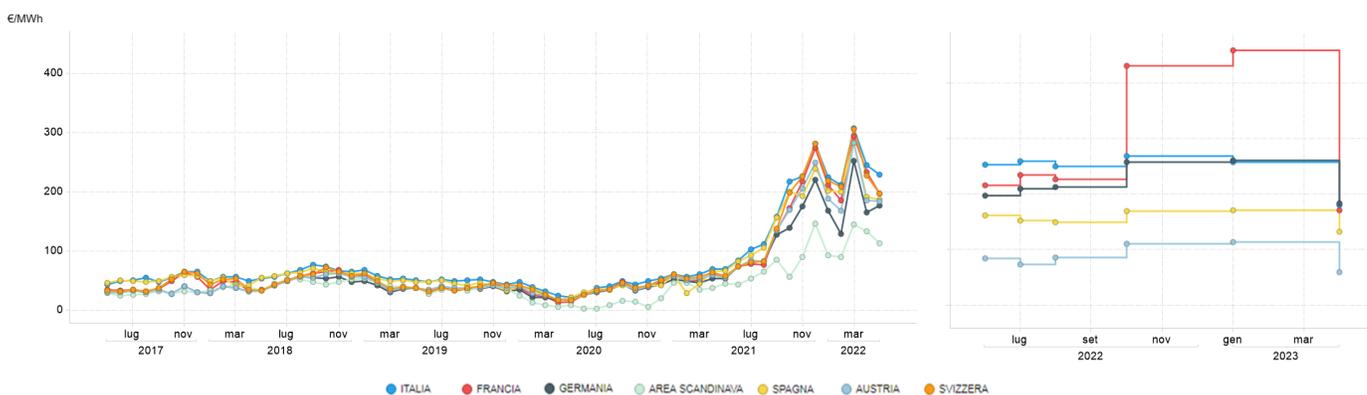
Restano generalmente in calo mensile anche le quotazioni elettriche sulle principali borse europee, con il Pun italiano (230 €/MWh (-6%) che allarga il suo spread dalle quotazioni di Svizzera e Francia (197 €/MWh, -13/-15%); più deboli le riduzioni in Austria e Spagna (184/187 €/MWh, -1/-2%), in controtendenza, invece, la Germania (177 €/MWh, +7%).

Ancora nettamente inferiori i prezzi nell'Area scandinava (114 €/MWh, -15%). Anche i mercati futures rivedono generalmente al ribasso le quotazioni nel breve periodo, su livelli tuttavia superiori agli attuali spot e con spread attesi IT-FR e FR-DE ancora elevati, anche per effetto della tipica stagionalità estiva.

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	230,06	-6%	229%	244,69	252,86	-7%	260,54	-5%	250,69	2%	212,62	3%
FRANCIA	197,43	-15%	257%	212,60	216,05	-11%	234,38	-10%	226,73		298,60	28%
GERMANIA	177,48	7%	233%	206,13	197,76	-13%	209,99	-11%	214,01		224,36	14%
AREA SCANDINAVA	113,61	-15%	157%	107,00	84,28	2%	74,35	5%	87,05		76,17	22%
SPAGNA	187,13	-2%	179%	173,00	162,83	-21%	153,37	-24%	150,23		147,28	5%
AUSTRIA	184,49	-1%	236%									
SVIZZERA	197,07	-13%	241%									



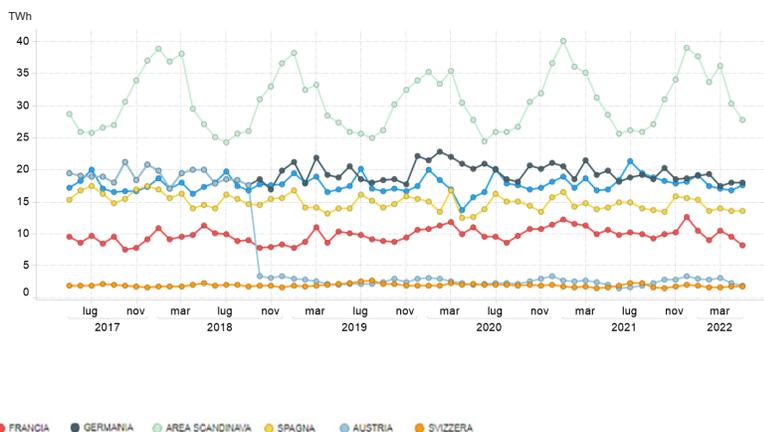
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, ad eccezione dell'Italia dove le negoziazioni registrano una lieve crescita (17,6 TWh, +1%), si osserva generalmente una

riduzione degli scambi, particolarmente evidente in Francia, con volumi ai minimi da inizio 2019 (8,2 TWh, -18%), e nell'Area scandinava (27,8 TWh, -11%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,6	1%	4%
FRANCIA	8,2	-18%	-23%
GERMANIA	18,0	-4%	-10%
AREA SCANDINAVA	27,8	-11%	-3%
SPAGNA	13,6	-3%	-4%
AUSTRIA	1,9	-22%	-9%
SVIZZERA	1,9	3%	11%



* 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), a maggio, ultimo mese dell'anno d'obbligo 2021, il prezzo medio si porta a 260,74 €/tep e gli scambi fanno registrare una netta crescita (+261%). Dinamiche analoghe anche sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio si attesta a 1,89 €/MWh, confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali (0,70 €/MWh). In crescita gli scambi sul mercato, così come sulla piattaforma bilaterale.

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

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a maggio si attesta a 260,74 €/tep, risultando 66 c€/tep più alto rispetto al mese precedente (+0,3%). Sulla piattaforma bilaterale la quotazione media complessiva cresce a 243,27 €/tep (+22,8%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 17 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a 2,74 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 94% (+17 p.p. su aprile). In crescita al 74% (+16 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (259,02-262,50 €/tep). I titoli negoziati sul MTEE

nelle 6 sessioni tenutesi nel mese di maggio salgono a 358 mila tep (+261% su aprile), con la liquidità del mercato al 54% (-31 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di una ancor più consistente crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 304 mila tep, tipicamente concentrate nell'ultimo mese di contrattazione dell'anno d'obbligo.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 67.539.906 tep, in aumento di 860.381 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.627.674 tep, in crescita di 860.571 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading				Operatori	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	260,74	+0,3%	259,02	262,50	357.722	+261,3%	93,27	+262,2%	8.793	+250,9%	2,5%	-0,1 p.p.	6	+2
Bilaterali	243,27	+22,8%	0,00	290,00	304.423	+1699,1%	74,06	+2109,1%						
con prezzo >1	258,00	+0,8%	100,00	290,00	287.051	+2091,2%	74,06	+2109,1%						
Totale	252,71	+0,7%	0,00	290,00	662.145	+471,1%	167,33	+474,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

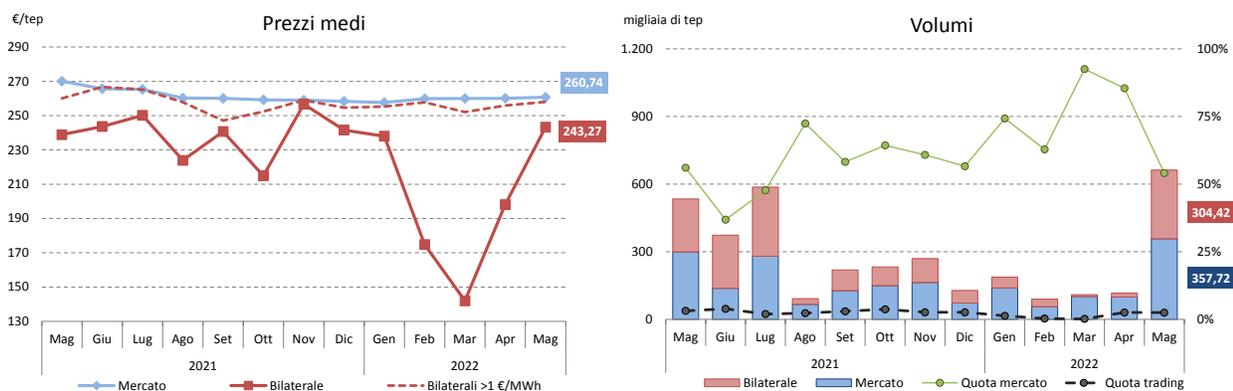


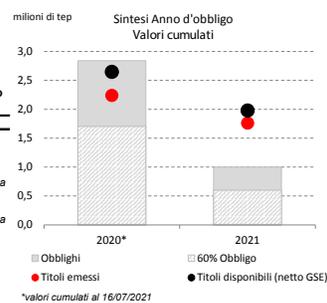
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
N°	€/tep	tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
42	259,71	1.383.119	626.791	256,71	550.365	250,00	3.627.674	67.539.906	1.649.178	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/VEFR 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.

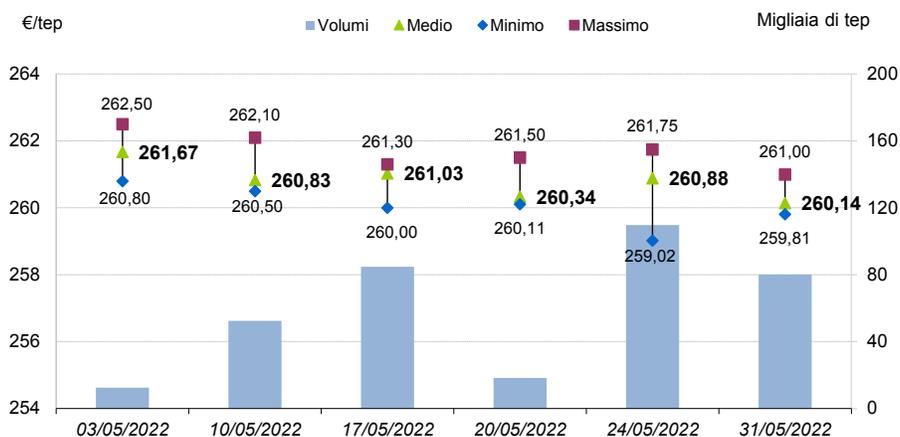


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili poco sopra i 260 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente pari a 1,65 €/tep, in calo rispetto a

quanto rilevato lo scorso aprile. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 59,6 mila tep, con un massimo di 109,7 mila tep raggiunto nella sessione del 24 maggio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel secondo mese di contrattazione per le garanzie riferite all'anno di produzione 2022, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 1,89 €/MWh (+0,7% su aprile), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 0,70 €/MWh, con il loro differenziale a 1,19 €/MWh. Le quotazioni delle diverse tipologie si attestano su MGO su livelli compresi tra 1,87

€/MWh della tipologia Solare e 1,92 €/MWh della tipologia Idroelettrico. I prezzi sulla PBGO variano, invece, tra 0,55 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 1,14 €/MWh della tipologia Altro.

I volumi negoziati sul mercato crescono a 121,7 mila MWh (+244% rispetto al mese precedente), mentre salgono 1,6 TWh quelli registrati sulla piattaforma bilaterale.

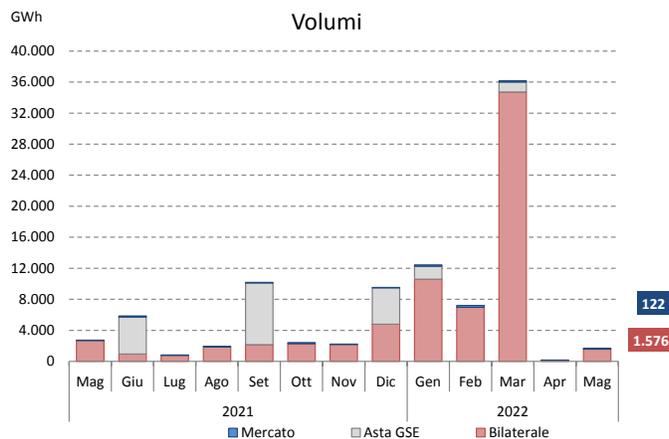
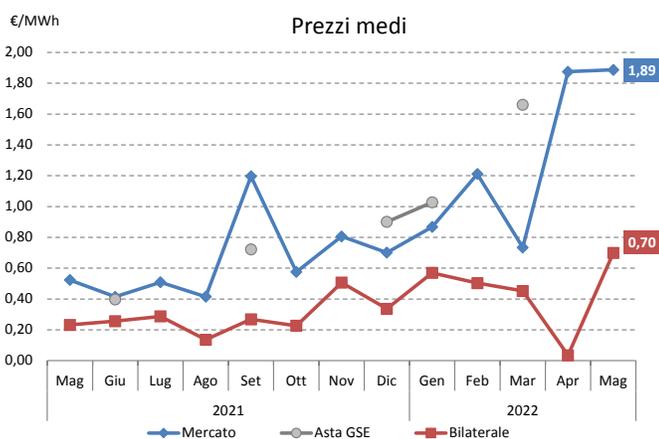
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,89	+0,7%	1,30	2,00	121.661	+243,8%	229.622	+246,1%
Bilaterali con prezzo >0	0,70	+1909,0%	0,00	1,92	1.575.610	+1070,1%	1.100.340	+23406,8%
	0,70	+113,9%	0,20	1,92	1.562.264	+10891,0%	1.100.340	+23406,8%
Totale	0,78	+87,6%	0,00	2,00	1.697.271	+898,1%	1.329.962	+1772,4%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

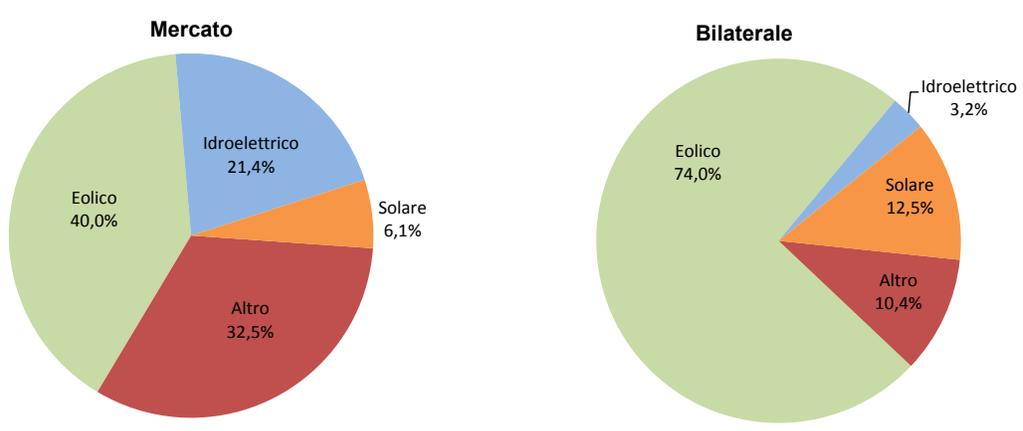


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia

una predominanza della tipologia Eolico sia sul mercato (40%) che nella contrattazione bilaterale (74%).

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

Fonte: dati GME



GNL: UNA FOTOGRAFIA DEL 2021 E LE PRIME TENDENZE DEL 2022

di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Una fotografia del 2021

Con 372,3 milioni tonnellate (Mt) commercializzati l'anno scorso (+16,2 Mt sul 2020), il GNL ha rappresentato circa il 12% dei consumi mondiali di gas naturale. Lato domanda, ad assorbire la maggior parte dei volumi scambiati (73,2%) continua ad essere l'Asia, che complessivamente vede aumentare il suo import del 7,1% (raggiungendo i 272,5 Mt). L'incremento però non è generalizzato e riguarda primariamente la Cina che, da sola ha importato quasi 80 Mt (+15% sul 2020) superando, dopo decenni di indiscussa leadership, il Giappone come primo consumatore al mondo di GNL. Un sorpasso di una certa rilevanza che dà a Pechino un ruolo centrale nelle dinamiche di mercato di questa commodity. A spiegare la crescita cinese concorrono, da un lato, la robusta ripresa economica e una maggiore richiesta di gas nel comparto della generazione elettrica, che in ragione di politiche ambientali via via più stringenti, ha iniziato a erodere spazio al carbone (che pur rimane la principale fonte del mix elettrico con il 65%), dall'altro, la corsa da parte delle utilities all'accaparramento di più carichi possibili per riempire gli stoccaggi ed evitare di ritrovarsi a corto di gas come era avvenuto l'anno precedente. Inoltre, a supportare la crescita dell'import cinese, che nel 2011 si attestava a soli 13,6 Mt, ha contribuito la marcata espansione della capacità di rigassificazione del paese che, negli ultimi 10 anni è quintuplicata, portandosi da 20 Mt del 2011 (appena 6 rigassificatori) a quasi 100 Mt (suddivisa fra 21 impianti) del 2021.

Forte aumento anche per la Corea del Sud (+15%, raggiungendo 46,9 Mt) in ragione di un incremento dei consumi sia nel comparto della generazione elettrica che in quello industriale, determinato da un inverno prolungato e particolarmente rigido in un contesto di ripresa post-pandemica e da un minor apporto del nucleare causa manutenzioni.

In crescita, infine, anche l'import di alcuni paesi del Sud Est Asiatico, il cui ricorso al GNL si spiega per far fronte a consumi elettrici in aumento: +16,8% per la Thailandia, +22,2% per Bangladesh e +19% per Myanmar, gli ultimi due paesi diventati importatori di GNL solo recentemente (rispettivamente nel 2018 e nel 2020). Il balzo per l'Indonesia è stato del +20,4%, paese che pur rimanendo esportatore di GNL, ha visto negli anni ridursi la sua produzione di gas naturale liquefatto che dai quasi 22 Mt del 2011 si è portata ai 13,8 del 2021. Una contrazione imputabile da un lato, a un rallentamento delle attività upstream del paese e dall'altro, al fatto che parte del gas prodotto è stato destinato a

soddisfare il fabbisogno interno. Rimangono, invece, stabili rispetto al 2020 (74,4 Mt) le importazioni del Giappone, paese che per la propria conformazione geografica è stato giocoforza fra i primi a ricorrere al gas trasportato via nave. Il primo dei 37 rigassificatori presenti nel paese è stato costruito, infatti, nel lontano 1972. Tuttavia, per il paese del Sol Levante, a frenare i consumi di questa commodity ci hanno pensato un prolungamento delle misure di contenimento della pandemia, anche per buona parte del 2021, e un progressivo ritorno alla normalità del nucleare dopo gli anni bui del post-Fukushima.

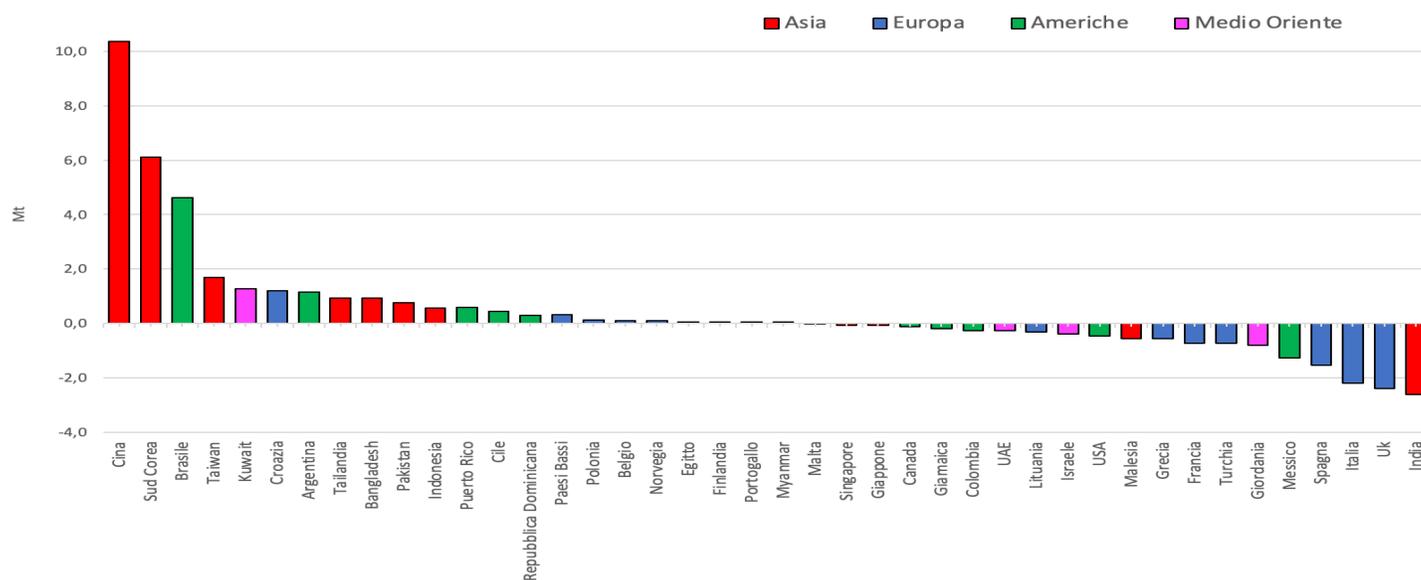
Minori carichi di GNL, infine, hanno lambito le coste della Malesia (-21,5%), di Singapore (-2,2%) e dell'India, che ha segnato quasi -10%. In questo ultimo caso, il trend di decrescita è imputabile ad una maggiore produzione domestica di gas naturale e soprattutto ad una forte esposizione del paese agli acquisti su base spot del GNL, che hanno raggiunto prezzi record, a differenza di altri paesi asiatici che, invece, acquistano sulla base di contratti a lungo termine, principalmente indicizzati al petrolio e quindi meno suscettibili alla volatilità dei prezzi.

Guardando ai consumi del Bacino Occidentale, non si può non evidenziare per il 2021 l'aumento marcato dei volumi nell'America Meridionale: complessivamente +74%, con il Brasile che ha visto quadruplicare il suo import (+193%), a causa del ridotto apporto di idroelettrico per la forte siccità che si è abbattuta nel paese e con l'Argentina, che ha fatto maggior ricorso al GNL (+85%) in ragione di un minor import dalla Bolivia e di una contestuale una maggiore richiesta proveniente dai consumatori retail.

Registrano, invece, segno negativo, il Medio Oriente (-2,3%) - dove le maggiori importazioni del Kuwait (+31,3%) susseguenti all'entrata in funzione del terminale di rigassificazione Al-Zour, non sono riuscite a compensare il declino degli altri paesi importatori (UAE, Israele ed Egitto) - e l'Europa che vede contrarsi il suo import dell'8%. Riduzione, quest'ultima, fuori trend, a causa non di una minor richiesta (al contrario marcatamente sostenuta dato il calo della produzione interna, la riduzione dei flussi dai gasdotti russi e dalla necessità di ricostituire le scorte), ma del differenziale fra i prezzi agli hub europei e quelli spot asiatici, a tutto vantaggio di questi ultimi e tale da rendere molto più profittevoli per gli esportatori dirottare le metaniere a Oriente. Tra i principali paesi importatori europei, il calo maggiore si è registrato in Italia (-24,1%), in UK (-17,8%) e in Spagna (-10,1%), mentre segnano una crescita i Paesi Bassi (+5,8%) e il Belgio (+3,3%).

Variazione domanda 2021/2020 per paese

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



Lato offerta, nel 2021, maggiori volumi incrementali sono provenuti dagli Stati Uniti (+22,3 Mt) che hanno visto le proprie esportazioni aumentare di quasi il 50% a 67 Mt, in ragione dell'entrata in funzione di un nuovo treno di liquefazione (il sesto a Sabine Pass) e dell'operatività a pieno regime dei treni 2 e 3 dell'impianto di Cameron, del terzo di Corpus Christi e del secondo e terzi di Freeport, la cui produzione era stata avviata nel 2020. Un incremento, quello degli Usa - dal 2019 terzo esportatore al mondo -, che ha consentito di accorciare il gap fra Bacino Atlantico che complessivamente ha movimentato 135 Mt e quello del Pacifico, tradizionalmente principale fonte di importazione, che ha chiuso l'anno con quasi 144 Mt (-1,6% sul 2020), risentendo del minor output di Indonesia (-7,8%), Russia asiatica (-9,8%), Brunei (-10,2%) e Perù (-32,1%) a cui non è riuscito a fare da contraltare l'aumento del 4,6% della Malesia e dell'1% dell'Australia.

Quest'ultimo paese si conferma, per il secondo anno consecutivo, come il primo esportatore di GNL al mondo con 78,52 Mt, avendo sottratto il primato al Qatar. Sostanzialmente stabili, invece, i volumi partiti dal Medio

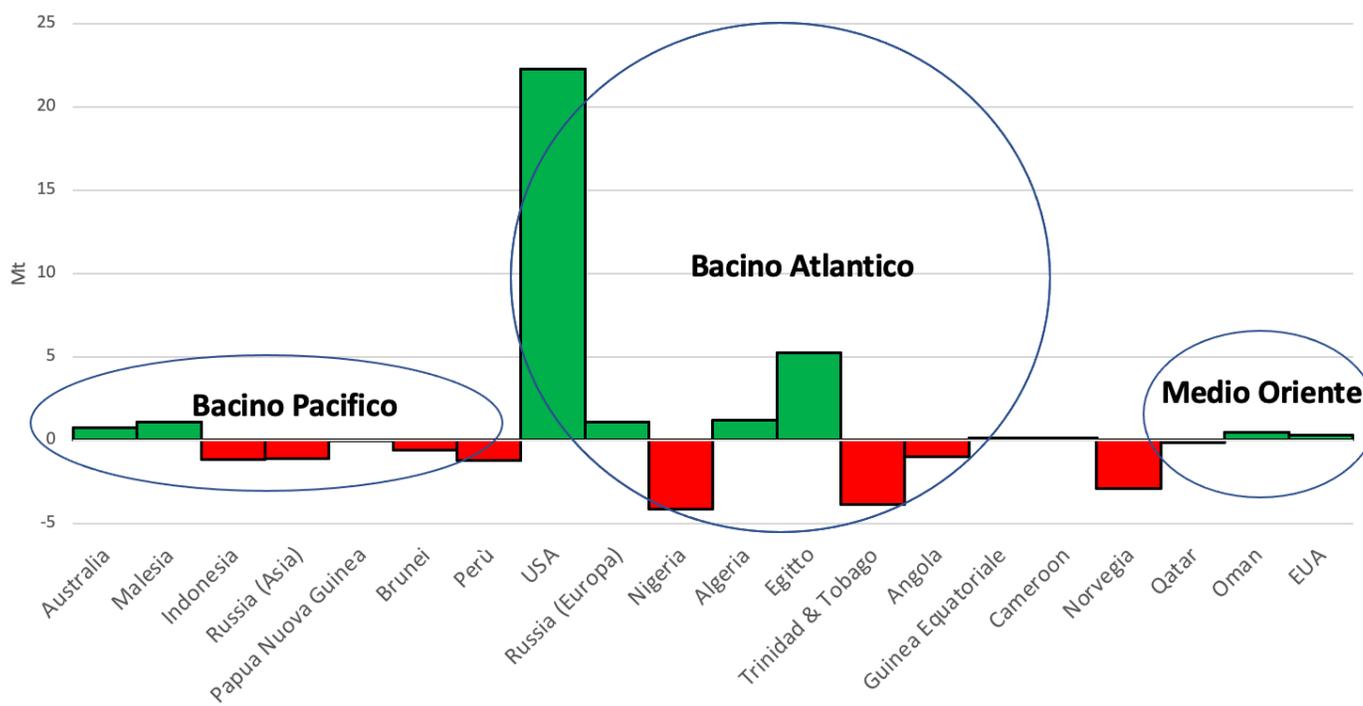
Oriente e pari a 93,2 Mt, l'86% dei quali provenienti dal Qatar. Numeri che ci restituiscono il quadro di un mercato fortemente concentrato, in cui 3 paesi - Australia, Qatar e Usa - assorbono quasi il 60% dell'export mondiale, mentre il rimanente 40% è diviso fra gli altri 19.

Oltre che dagli Stati Uniti, l'offerta aggiuntiva è arrivata dall'Egitto (+5,2 Mt) grazie alla ripartenza dell'impianto di Damietta, mentre minore è stato l'apporto di Algeria (+1,2 Mt), Malesia (+1,1 Mt) che vede la partenza della seconda struttura flottante di Petronas e Australia (+0,8 Mt).

Nel 2021 è venuta, invece, a mancare, tra le altre, parte dell'offerta nigeriana (-4,1 Mt) a causa di operazioni di manutenzione agli impianti, quella di Trinidad e Tobago (-3,9 Mt) per mancanza di materia prima e quella norvegese (-2,9 Mt) a causa dei ritardi nel ripristino delle operazioni dell'impianto di Snøhvit (Hammerfest) fermo per un incendio divampato nel 2020 (la ripartenza avviene solo il 2 giugno 2022³). Un'indisponibilità generalizzata⁴ e iniziata già nel 2020 a causa della diffusione del Covid e che si è protratta nel 2021, contribuendo ad inasprire la situazione di tightness di mercato e pesando sull'escalation dei prezzi del gas.

Variazione offerta 2021/2020 per paese e bacino

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



Proprio per la sua natura intrinseca, il GNL richiede un vasto e costoso apparato infrastrutturale tanto lato offerta per la sua liquefazione, quanto lato domanda per la sua ricezione e immissione in rete.

A fine 2021, nel mondo si contano quasi 60 impianti di liquefazione (vs i 24 del 2011), distribuiti in 22 Paesi, molti dei quali nel corso degli anni soggetti a un processo di espansione, che ha portato all'aggiunta di diversi treni di liquefazione, per una capacità complessiva di circa 462 Mt (278 Mt nel 2011). Di questi, 5 (1 in Argentina, ma attualmente fermo, 2 in Malesia, 1 in Australia e 1 in Camerun) sono strutture flottanti ubicate a mare: tecnologia recente a cui si è ricorso solo negli ultimi 5 anni.

Se produttori come Brunei (qui il liquefattore più vecchio è del 1973), Algeria, Emirati Arabi, Indonesia, Malesia, Qatar si sono affacciati per primi su questo mercato, altri hanno fatto il loro ingresso più recentemente, come Perù (2010), Papua Nuova Guinea (2014) e USA, il cui primo impianto è diventato operativo nel 2016.

Circa metà della capacità di liquefazione si trova nei tre principali produttori: Australia 87,1(19%) Mt, Stati Uniti 81,25 (18%) Mt e Qatar 77 Mt (17%).

La capacità di rigassificazione mondiale risulta nettamente superiore a quella di liquefazione, oltre il doppio e pari a 993 Mt. Sono circa 170 i rigassificatori costruiti nel mondo (erano 89, 10 anni fa) suddivisi in 44 paesi, ultimo dei quali la Croazia, entrata nel club degli importatori nel 2021 con la

partenza del terminale ubicato nell'isola di Krk. Di questi, una trentina sono strutture flottanti (per una capacità di circa 115 Mt), opzione sempre più preferita dagli importatori in ragione della sua flessibilità, di minori costi e tempi di realizzazione e, verosimilmente, di una minore opposizione locale rispetto alle infrastrutture onshore.

Molti degli impianti esistenti non operano a pieno regime, mentre altri fungono semplicemente da infrastruttura ponte per riesportare il GNL verso altre destinazioni. Il paese con la più ampia capacità di rigassificazione è il Giappone con 227 Mt, per anni principale e indiscusso consumatore di GNL con volumi importati nettamente superiori a quello di altri paesi. Seguono gli USA con 132 Mt, divisi in una dozzina di impianti, molti dei quali oggi inutilizzati o convertiti, in seguito alla rivoluzione dello shale gas, alla liquefazione del GNL; la Corea del Sud (112 Mt) e la Cina (quasi 100 Mt) che, come detto, ha investito massicciamente nell'ultimo decennio in terminali di ricezione del GNL. In Europa complessivamente sono operativi 40 impianti (di cui 5 strutture flottanti: 1 in Croazia, 1 in Italia, 1 in Lituania, 2 in Turchia) per una capacità complessiva di 183,7 Mt. La maggior parte degli impianti (7) e della capacità (49,2 Mt) si trova in Spagna, meno collegata, rispetto ad altri paesi, alla rete di gasdotti europea.

Il differenziale molto ampio fra capacità di rigassificazione e importazioni di GNL spiega perché, anche nel 2021, il tasso di utilizzo medio dei rigassificatori, a livello mondiale, si sia attestato al 37,5%, in linea con il 2020, ma leggermente più

basso del 2019 (38,6%). Da un punto di vista regionale, l'Asia ha registrato un valore medio del 49%, 1 pp in più sul 2020 e 2 pp sul 2019, mentre l'Europa appena il 41%, risentendo della forte concorrenza dei competitor asiatici. A titolo di confronto, nel 2020, il tasso di rigassificazione europeo era stato del 44%, mentre nel 2019 del 48%, quando in un contesto di forte sovrabbondanza di offerta, i terminali europei fungevano da mercato di ultima istanza dei volumi di GNL, soprattutto di quelli spot.

A proposito di quest'ultimo aspetto si è assistito, nel corso degli anni, a un progressivo aumento della quota di commercio spot o su breve termine sul totale del GNL scambiato: quota passata dal 5% del 2003 e 11% del 2008, al 40% del 2020 e 36,6% dell'anno appena concluso. Il calo del 2021 si giustifica in ragione di prezzi spot a livelli record che hanno scoraggiato l'acquisto di volumi trattati a brevissimo termine, soprattutto in quei paesi che sono particolarmente esposti su questo mercato, come l'India (che ha importato su base spot solo 7,5 Mt vs i 13,6 del 2020 e i 12,5 del 2019). La maggior parte dei volumi spot, a livello globale, provengono dagli USA (32,2%) seguiti dall'Australia con il 18,7%. Un contributo del 4% arriva anche dall'Egitto, mentre Nigeria e Trinidad Tobago hanno registrato rispettivamente un calo di 7,1 Mt (-63%) e 3,2 Mt sul 2020 (-52%). Ad assorbire la percentuale più alta di volumi spot è la Cina con il 27%, seguita da Corea del Sud e Giappone con il 12%.

Nel 2021, a minori volumi commercializzati sul mercato spot ha fatto da contraltare un incremento dei contratti a lungo termine, in ragione di una maggiore propensione dei buyers a garantirsi volumi futuri in un contesto di prezzi alti e volatili. La Cina per es. ha firmato contratti per 26 Mtpa, il valore annuale più alto mai sottoscritto da Pechino. Di questi 6,5 sono stati contrattualizzati con la Qatar Petroleum e 2 con QatarEnergy. Non meno importanti i contratti firmati con gli USA e pari 7,1 Mtpa⁵.

Le prime tendenze del 2022

Dopo la ripresa dei consumi nel 2021, le principali stime indicavano per il 2022 un ridimensionamento della domanda di GNL. L'Agenzia di Parigi, per esempio, sul finire dall'anno scorso, stimava un aumento del commercio mondiale di GNL nell'intorno del 2%: l'attesa, infatti, era di una minore richiesta da parte dell'Asia, di un declino delle importazioni europee e di un miglioramento delle condizioni di siccità che avevano interessato l'America Latina. Nessuno però si attendeva quel che sarebbe successo il 24 febbraio – l'invasione russa dell'Ucraina - né tanto meno che il conflitto si sarebbe protratto così a lungo e che il peggiore degli scenari – l'interruzione dei flussi di gas della Russia – fosse così concreto. Pertanto, contravvenendo alle aspettative, nel primo trimestre 2022, gli scambi internazionali di GNL sono cresciuti del 7% rispetto al pari periodo 2021⁶. A sostenere i consumi di gas naturale liquefatto è stata soprattutto una maggiore richiesta da parte dell'Europa che, nel Q1 2022, ha visto l'import aumentare del 70% per compensare i ridotti flussi di gas piped (soprattutto

russo) e per ricostituire il più possibile le scorte, che hanno toccato, alla fine della stagione dei prelievi, livelli di riempimento fra i più bassi degli ultimi anni. Una maggiore domanda europea che ha eroso spazio ai buyers asiatici, che, al contrario, hanno registrato un declino dell'8% delle importazioni nette, con la Cina, che segna -13% (sulla scia di nuove misure di contenimento causa Covid e di temperature più miti che hanno ridotto la domanda), il Giappone -10%, la Corea del Sud -4% e l'India addirittura -23%.

Buona parte dell'offerta aggiuntiva è arrivata dagli Usa che hanno visto il loro export aumentare del 27% in confronto al pari trimestre 2021.

Se guardiamo poi complessivamente all'anno 2022, l'AIE indica un aumento, a livello globale, degli scambi di GNL nell'intorno del 5%, trainati dal Vecchio Continente che, da solo, dovrebbe assorbire circa 20 Mtpa di volumi aggiuntivi. Più modesta la crescita della Cina (+3%) e degli altri paesi asiatici, che saranno più sensibili all'andamento dei prezzi, in questo caso più alti in Europa e quindi tali da attrarre gli esportatori. In netto calo, invece, i consumi dell'America Meridionale (-33%) per il venir meno della siccità che aveva causato l'ammacco di idroelettrico nello scorso anno. Ancora una volta, lato offerta, dovrebbero essere gli USA a colmare buona parte della richiesta mondiale con un export destinato ad aumentare del 19%, in ragione dell'operatività a pieno regime dei liquefattori esistenti, attratti dagli alti margini, e dalla partenza di due nuovi treni di liquefazione: il sesto treno di Sabine Pass e l'impianto di Calcasieu Pass (quest'ultimo già operativo da aprile 22).

In attesa di capire come si evolverà il mercato nei prossimi mesi, è già possibile tracciare alcune dinamiche innescate dalla nuova congiuntura internazionale, tanto nei paesi consumatori di GNL, specie quelli europei alle prese con la gestione della crisi russo-ucraina e la sicurezza delle loro forniture di gas, quanto nei paesi produttori, che stanno provando ad adeguare le proprie politiche di offerta.

Lato domanda, diversi paesi europei si stanno affrettando per dotarsi di nuove infrastrutture di rigassificazione per tagliare le importazioni russe via gasdotto. L'opzione preferita è quella delle strutture flottanti di rigassificazione (FRSUs) che possono essere installate in tempi più rapidi rispetto ai terminali onshore. L'urgenza si pone, soprattutto, per quei paesi la cui dipendenza dal gas russo è elevata e per cui il blocco delle forniture avrebbe ripercussioni gravi, o per quelli che, non avendo accettato di pagare il gas in rubli, hanno già subito la chiusura dei rubinetti da parte di Mosca. Tra primi si citano la Germania, che attraverso le sue compagnie Uniper e RWE, ha fatto richiesta per ben 4 strutture flottanti⁷ e si sta muovendo attraverso i suoi canali politico-commerciali, per siglare accordi di vendita di lunga durata, come quello preliminare firmato da RWE con la statunitense Sempra Infrastructure per la fornitura quindicennale di 2,5 Mtpa di GNL USA⁸.

Per il primo dei quattro rigassificatori offshore, quello presso Wilhelmshaven, sono stati già avviati i lavori e si attende l'inizio dell'operatività per fine 2022.

Anche l'Italia sta procedendo in tal senso, avendo previsto l'installazione di due navi rigassificatrici presso le proprie coste, una delle quali acquistata già a fine maggio da Snam dalla Golar LNG⁹, mentre per la seconda sono state avviate le trattative per l'acquisto entro fine giugno, così come la Francia con TotalEnergies pronta a installarne una a La Havre, nel Nord del paese.

Tra i secondi, invece, rientrano stati come i Paesi Bassi, la Finlandia, la Polonia e la Bulgaria. I primi, esclusi dalle forniture di gas russo a fine maggio, hanno già previsto l'installazione di due terminali offshore di rigassificazione presso il porto di Eemshaven. La Finlandia, invece, ha deciso costruire una struttura flottante di ricezione del GNL insieme all'Estonia, per sopperire al blocco di forniture di metano dalla Russia, da cui arriva quasi tutto il gas consumato dal paese, fonte, che, sebbene pesi solo un 5% sul mix energetico, rimane strategica per l'industria, principale destinataria.

Stessa dinamica anche per la Polonia, in trattative con Slovacchia e Repubblica Ceca per espandere la capacità dell'impianto flottante di rigassificazione (da circa 3 a 6 Mtpa) già pianificato, che dovrebbe sorgere nella Baia di Gdansk, nonché per anticiparne l'entrata in funzione al 2025 vs il 2027. La Bulgaria, invece, che si è vista mancare quasi 3 mld di mc di gas che dalla Russia giungeva nel paese tramite il gasdotto Turkish Stream, sta guardando a possibili forniture di GNL dagli USA, ma, non potendo contare su infrastrutture interne di rigassificazione, il gas liquefatto aggiuntivo dovrebbe prima arrivare in Grecia presso il terminale di Revithoussa.

Fuori dall'Europa è soprattutto il Giappone che sta cercando altrove alternative al gas russo. Tokyo, che nel 2021 ha importato da Mosca il 9% del GNL, sta considerando l'opportunità di finanziare con fondi pubblici la costruzione di nuova capacità di liquefazione negli USA¹⁰, anche se pare, non voglia rinunciare alle sue quote del progetto russo di liquefazione di Arctic LNG 2 né tanto meno al gas processato nell'impianto di Sakhalin 2. Quest'ultimo ubicato sull'isola russa di Sakhalin, a nord del Giappone, consente alle navi gasiere di raggiungere il paese nipponico in circa tre giorni, riducendo così notevolmente i costi di trasporto e soddisfa circa un decimo della domanda di GNL del paese.

Sul fronte dei produttori, invece, quelli più dinamici sono sicuramente gli Stati Uniti. Vuoi per ragioni squisitamente politiche, vuoi per le caratteristiche di un settore, quello del GNL, giovane e con potenzialità di crescita, il paese a stelle strisce si sta dimostrando, almeno sulla carta, disponibile a soccorrere un mercato in affanno, immettendo volumi aggiuntivi di GNL (che a marzo hanno toccato il record di 12 mld piedi cubi/g) e promettendone ulteriori per i prossimi anni (si veda l'accordo con l'UE per la fornitura di almeno 15

mld mc di GNL nel 2022, fino ad arrivare a 50 entro il 2030). Una sorta di euforia sta investendo il comparto del gas liquefatto americano dall'inizio della guerra. Da un lato, gli impianti esistenti operano a pieno a regime, con conseguente aumento della produzione nazionale e dei volumi esportati, che, con l'entrata in funzione, nel corso dell'anno di altri treni di liquefazione, sono destinati a superare le quantità prodotte da Australia, paese a cui gli USA dovrebbero sottrarre lo scettro di primo esportatore mondiale.

Dall'altro, molti progetti per nuovi liquefattori, il cui iter autorizzativo o i lavori di costruzione procedevano a rilento, hanno ripreso la loro corsa, mentre molti di quelli in stand by o addirittura abbandonati tornano in auge. Per alcuni di questi, inoltre, si riescono a strappare anche i primi contratti di lungo termine¹¹, indispensabili per favorire il progresso di progetti così costosi e time-consuming.

Anche nel vicino Canada, il ritrovato ottimismo potrebbe accelerare lo sviluppo del comparto del GNL, fino all'anno scorso ritenuto ormai al tramonto: un nuovo contesto in cui trovano giustificazione progetti come LNG Canada, il liquefatore da 14 Mtpa operato, tra gli altri, da Shell e ubicato a Kitimat, nella British Columbia (atteso per il 2024) e altri due impianti sulla West Coast, tipo Woodfibre LNG e Ksi Lisims LNG.

A riprendere slancio, sono anche alcuni progetti di liquefazione in Africa. In Mozambico si attende la ripresa dei lavori di avanzamento del progetto Mozambique LNG di TotalEnergies, sospesi a causa di un attacco condotto da miliziani jihadisti¹².

In Congo, Eni e governo locale hanno firmato una lettera di intenti per un maggiore sfruttamento delle risorse interne di gas, grazie allo sviluppo di un impianto di liquefazione da 3 Mtpa previsto per il 2023¹³.

L'Egitto, che dall'anno scorso ha registrato una ripresa del settore del GNL, dovrebbe processare presso i propri terminali di Idku e Damietta il gas estratto in Israele¹⁴. In Nigeria si sta prendendo in considerazione la costruzione del liquefatore Brass da 10 Mtpa nel Delta del Niger, uno schema bloccato nel 2007.

Dall'altra parte della barricata, c'è la Russia. Per quanto i dati sul reale impatto delle sanzioni occidentali non siano univoci (al coro di chi afferma che queste ultime siano state particolarmente pesanti si contrappone la voce di chi sostiene che non siano state finora così incisive) dalle prime notizie di stampa emerge quanto meno una difficoltà da parte dei producers russi a proseguire lo sviluppo dei loro progetti GNL. L'uscita di massa dal paese delle compagnie estere e quindi il venire meno di capitali, ma soprattutto di tecnologie ed expertise, sta rallentando l'avanzamento di molti progetti, fra cui l'Arctic LNG-2 e la produzione di quelli già operativi come Sakhalin II e Yamal, ridimensionando le velleità del Cremlino di diventare anche un super esportatore di questa commodity.

Conclusioni

A seguire le indicazioni dell'AIE per il 2022 e a giudicare dalle notizie sopra riportate, pur nella drammaticità del contesto di riferimento, il comparto del GNL dovrebbe mostrarsi ancora una volta resiliente e capace a rispondere alle esigenze del mercato.

Tuttavia, diversi istituti di ricerca, da Bruegel a IEEFA¹⁵ a Rystad¹⁶, avanzano dubbi sul fatto che sia possibile in maniera rapida un riequilibrio del mercato, così come non è automatico reindirizzare carichi dall'Asia all'Europa. Situazione che diventerebbe ancor più critica, se il gas russo dovesse mancare. E non solo per evidenti complessità infrastrutturali e logistiche, quanto per altre tre ragioni di primaria importanza. La prima: l'offerta continuerà a faticare a tenere il passo ad una domanda che corre veloce. Per Rystad, nel 2022, a fronte di una domanda di GNL pari a 436 Mt, l'offerta sarà solo di 410 Mt. Ancora oggi è indisponibile una parte di capacità di liquefazione a causa di manutenzioni, guasti o mancanza di materia prima. Pensare che vi si possa sopperire a breve con nuovi progetti appare velleitario. Per quanto, infatti, l'impennata della

domanda abbia ridato vigore a progetti che sembravano ormai dimenticati, realizzare infrastrutture di tale portata richiede tempi inevitabilmente lunghi (i primi si attendono non prima del 2024). Inoltre i costi sono lievitati negli ultimi due anni almeno del 25% a causa del caro prezzi che sta interessando ogni tipo di materia

prima (ad es. il costo dell'acciaio che serve a produrre i tanker di stoccaggio di un impianto di GNL è aumentato di oltre 10%, mentre quello del nickel è cresciuto di oltre il 40% da febbraio 2022)¹⁷.

La seconda ragione afferisce alle strutture contrattuali del mercato globale del GNL, che, come detto, rimangono prevalentemente legate a contratti di lungo termine pluriennali (mediamente 20 anni), riducendo quindi i margini di flessibilità nel dirottare carichi da un punto all'altro.

Infine, il mercato dovrà fare i conti con prezzi che verosimilmente rimarranno molto elevati sul lungo periodo. Più dubbi che certezze, quindi, contraddistinguono i prossimi mesi, che rischiano di rivelarsi difficili, specie se il conflitto fra Russia e Ucraina dovesse prolungarsi oltremodo.

¹ GIIGLN, The LNG industry GIIGLN Annual Report 2022, maggio 2022

² AIE, Gas Market Report, Q2-2022, aprile 2022

³ Offshore Energy, Equinor restarts Hammerfest LNG production, 02 giugno 2022

⁴ Agata Gugliotta, GNL: Qual è lo scenario di offerta sul breve-medio periodo? in Newsletter GME, n. 153, novembre 2021

⁵ Snam, Igu, Rystad Energy, Global Gas Report 2022, giugno 2022

⁶ AIE, Gas Market Report, Q2-2022, aprile 2022

⁷ L'impianto di Wilhelmshaven dovrebbe avere una capacità di 7,5 mld di mc, mentre le altre 3 di 5 mld di mc

⁸ Sempra, Sempra Infrastructure and RWE Sign Heads of Agreement for U.S. LNG Supply, 25 maggio 2022

⁹ Staffetta Quotidiana, Arriva il primo dei due rigassificatori galleggianti, 1 giugno 2022

¹⁰ Japan mulls using public finance for US LNG expansion: minister, 10 maggio 2022

¹¹ Energy Transfer LP annuncia un contratto di fornitura di 18 anni con la Sud Coreana SK Gas Trading LLC e uno per la fornitura ventennale con Gunvor Group Ltd. L'utility francese Engie SA ha bloccato quasi 2 milioni di tonnellate di GNL dall'impianto proposto da NextDecade Corp. e la malese Petronas ha accettato di acquistare 1 Mtpa per 20 anni dall'impianto di Plaquemines LNG di Venture Global LNG.

¹² Marco Di Liddo, Il terrorismo jihadista minaccia lo sviluppo del GNL in Mozambico, 25 maggio 2021

¹³ Corriere della Sera, Gas dal Congo, l'accordo di Eni sul Gnl per 4,5 miliardi di metri cubi all'anno dal 2023, 21 aprile 2022

¹⁴ Quotidiano Energia, Israele lancia tornata upstream per l'Europa, 31 maggio 2022

¹⁵ IEEFA, IEEFA experts trace the fallout from Russia's invasion of Ukraine on global liquefied natural gas markets, 20 maggio 2022

¹⁶ Rystad Energy, A perfect and unavoidable storm: LNG supply crisis will make landfall in winter 2022, 9 maggio 2022

¹⁷ Reuters, Calls for U.S. LNG Revive Stalled Export Projects, But at Higher Costs, 21 aprile

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato Italian Border Working Table (IBWT) | “The IBWT Market Coupling Project announces the MNA go-live on the Northern Italian borders” | pubblicato il 30 maggio 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) ed i Transmission System Operators (TSO) partecipanti al progetto di coupling regionale Italian Borders Working Table (IBWT), hanno reso noto che - in attuazione di quanto previsto dall'Art. 45 del Regolamento (UE) n.2015/1222¹ (c.d. Regolamento CACM) - nella data del 8 giugno 2022 (con data di consegna per il 9 giugno), entrano in vigore gli accordi c.d. “Multi-NEMO Arrangements” (accordi MNA) che consentono di svolgere le attività operative del coupling unico day-ahead con tutti i NEMO designati nelle Multi Nemo Areas adiacenti, segnatamente, con specifico riferimento al mercato italiano, sui confini Italia-Francia e Italia-Austria.

L'avvio operativo degli accordi MNA nel progetto IBWT fa seguito all'approvazione delle modifiche alla documentazione contrattuale che disciplina il Single Day Ahead Coupling sulle frontiere italiane, resa dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito ARERA) con la Deliberazione 158/2022/R/eel², e rappresenta un ulteriore traguardo verso il completamento del market coupling europeo ai sensi di quanto disposto dal Regolamento CACM.

ENERGETICO/AMBIENTALE

Deliberazione 10 maggio 2022 205/2022/R/com | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2020 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata il 12 maggio 2022 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 205/2022/R/COM l'ARERA ha approvato i costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) nell'anno 2021 rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla deliberazione 547/2020/R/COM³.

Nello specifico tali costi riguardano le seguenti attività:

- l'acquisizione, l'organizzazione, l'archiviazione e la condivisione dei dati, nonché l'elaborazione e l'analisi di

indici di mercato, funzionali al monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, svolto dal GME ai sensi della delibera ARG/el⁴ 115/08 (TIMM);

- le attività funzionali all'esercizio del monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas naturale, effettuate dal GME ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (TIMMIG);
- l'organizzazione e la gestione della piattaforma dei conti energia a termine (PCE);
- l'istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico infragiornaliero (Single Intraday Coupling UE);
- la gestione del M-GO e della PB-GO per le contrattazioni delle Garanzie d'Origine (GO) tramite, rispettivamente, mercato organizzato e scambi bilaterali;
- la gestione del MTEE e del Registro TEE per le contrattazioni dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) tramite, rispettivamente, mercato organizzato e scambi bilaterali.

GAS

Deliberazione 27 Aprile 2022 n. 189/2022/R/gas | “Ulteriori disposizioni urgenti per il conferimento della capacità di stoccaggio, ai sensi del decreto del Ministro della Transizione Ecologica 1 aprile 2022, n.138” | pubblicata il 27 aprile 2022 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 189/2022/R/gas, l'ARERA, in continuità con quanto stabilito dalla deliberazione 165/2022/R/gas⁴, ha definito uno specifico schema contrattuale c.d. “contratto per le differenze a due vie” (CD2V) da abbinare all'allocazione della capacità di stoccaggio per i servizi con iniezione mensile, volto a favorire il riempimento degli stoccaggi per fronteggiare l'attuale congiuntura di eccezionale volatilità dei prezzi del gas naturale a livello europeo.

Nello specifico l'ARERA – nel confermare le disposizioni già adottate con la deliberazione 165/2022/R/GAS in materia di premio giacenza riconosciuto dall'impresa di stoccaggio agli utenti anche per le capacità allocate nel mese di maggio – ha disposto, inter alia, che:

- il responsabile del bilanciamento predisponga e pubblichi entro il 1 giugno 2022 un contratto tipo per la gestione dei CD2V conforme ai criteri stabiliti dall'ARERA con il presente provvedimento;
- le richieste di sottoscrizione dei predetti contratti debbano essere presentate entro il 15 giugno 2022 per le capacità conferite sino al 10 giugno 2022 ed entro 5 giorni dal

conferimento per le capacità conferite successivamente alla data del 10 giugno 2022;

- le imprese di stoccaggio si coordinino con il responsabile del bilanciamento, secondo le modalità da quest'ultimo definite, ai fini dello scambio di informazioni necessarie all'esecuzione dei CVD2.

REMIT

Comunicato del GME | “Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) – Rilascio nuova versione” | pubblicata il 23 maggio 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto il GME, facendo seguito al precedente comunicato del 24 marzo u.s., ha informato gli operatori che, a partire dal 1 settembre p.v.⁵, verrà rilasciata in ambiente di produzione una nuova versione della Piattaforma PIP nell'ambito della quale saranno dismessi gli schemi XML del RSS feed REMITUMMElectricitySchema_V1.xsd e REMITUMMGasSchema_V1.xsd, mantenendo attivi i soli schemi XML V2, disponibili sul Remit Portal di ACER⁶.

Al riguardo, il GME ha inoltre reso noto che, dalla predetta data del 1 settembre p.v., saranno rese disponibili sul proprio sito internet le versioni aggiornate del Manuale Utente e dell'Implementation Guide della Piattaforma PIP.

¹ Tale disposizione del Regolamento CACM prevede che nelle bidding zone di mercato non gestite in regime di monopolio - nel contesto regionale di riferimento le zone del mercato francese e del mercato austriaco - sia assicurata la possibilità che più NEMO svolgano contemporaneamente le attività operative di coupling;

² Cfr. Newsletter n.159 maggio 2022;

³ <https://www.arera.it/it/docs/20/547-20.htm>

⁴ Cfr. Newsletter n.159 maggio 2022;

⁵ A seguito di apposita comunicazione di ACER, la decorrenza è stata posticipata, dal 1 giugno 2022 al 1 settembre 2022. Si veda il comunicato del GME pubblicato il 25 maggio u.s. disponibile al seguente indirizzo: <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=484>

⁶ Gli schemi V2 sono disponibili al seguente indirizzo: https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/MoP_Annex_VIII_Inside_Information_Schema.zip

Gli appuntamenti

14-15 giugno

Global Energy Transition 2022

Brooklyn, New York, Usa

Organizzatore: Reuters Events

<http://go.evvnt.com/960770-0?pid=80>

16 giugno

L'impegno per la sicurezza nel sistema gas nazionale

Evento live da remoto

Organizzatore: FORUM UNI-CIG

<https://www.forumcig.it/forum-uni-cig-2022/>

programma-16-giugno-2022

21-22 giugno

Renewable Finance and Investment

Dallas, Tx, Usa

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evvnt.com/1034447-0?pid=80>

22 giugno

Il futuro dell'energia visto dalle grandi aziende

Webinar

Organizzatore: Assolombarda

<https://www.assolombarda.it>

23-24 giugno

WindEurope Technology Workshop 2022

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: WindEurope asbl/vzw

<https://windeurope.org/tech2022/>

24-26 giugno

International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering

Evento online e in presenza

Stockholm, Svezia

Organizzatore: IAEEE

<http://www.coeee.org>

28-30 giugno

WVEC – World Wind Energy Conference

Rimini, Italia

Organizzatori: ANEV e Key Energy

<https://wwindea.org>

4-6 luglio

International Conference on Economics, Energy and Environment

Evento online e in presenza

Cappadocia, Turchia

Organizzatore: Cappadocia University

<http://e3conferences.org/>

6-7 luglio

Solar Energy Future Europe

Madrid, Spagna

Organizzatore: Leader Associates

<https://www.europe.solarenergy-future.com>

11 luglio

Climate change e servizio idrico: La sfida del PNRR per un sistema efficiente e resiliente

Napoli, Italia

Organizzatore: Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

14-16 luglio

International Conference on Green Energy Technologies

Evento online e in presenza

Francoforte, Germania

Organizzatore: University of Applied Sciences

<http://www.icget.org>

20-22 luglio

International Congress on Water, Waste and Energy Management

Evento online e in presenza

Roma

Organizzatore: Sciknowledge European Conferences

<https://wastewater-europe.eu>

27-29 luglio

Green Energy and Environmental Technology

International Conference

Evento online e in presenza

Roma

Organizzatore: Sciknowledge European Conferences

<https://greenenergy-europe.eu>

27-29 luglio

International Conference on Energy & Infrastructure Management

Evento online e in presenza

Gandhinagar, Gujarat, India

Organizzatore: School of Petroleum Management, Pandit University

<http://spm.pdpu.ac.in/iceim2022.html>

28-30 luglio

International Conference on Green Energy and Environment Engineering

Evento online e in presenza

Jeju Island, Corea del Sud

Organizzatore: CGEEE

<http://www.cgeee.net>

29-31 luglio

International Conference on Power Systems and Electrical Technology

Evento online e in presenza

Aalborg, Danimarca

Organizzatore PSET

<http://www.pset.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
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.