



n. 172 LUGLIO '23

APPROFONDIMENTI

DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA NELLA PRIMA METÀ DEL 2023

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

Nel 2022 il sistema europeo del gas naturale ha vissuto una crisi storica, sia dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti che da quello dei prezzi che hanno raggiunto i massimi di sempre. Il processo strutturale di sostituzione del gas russo, che sta proseguendo nel 2023, ha prodotto importanti risultati, ma il percorso per il raggiungimento di nuovi equilibri domanda/offerta e per l'approdo ad una nuova stabilità risulta ancora lungo e difficile, come osservabile anche dalla volatilità dei mercati mostrata nelle ultime settimane. L'articolo analizza le dinamiche di domanda e offerta a livello nazionale nel primo semestre del 2023, in raffronto con gli anni precedenti e nel contesto dei cambiamenti che stanno interessando l'intero sistema gas europeo.

Le dinamiche della domanda nazionale

Dopo un calo di circa il 10% (-7,5 mld mc) verificatosi nel 2022 rispetto all'anno precedente¹, nella prima metà del 2023 la domanda nazionale di gas ha continuato a rimanere molto debole. Confrontando i consumi complessivi rispetto al pari periodo del 2022, risulta una diminuzione del 16,6%, per ben 6,4 mld mc; il calo risulta ancora superiore e pari al 18% se il confronto viene effettuato con la media degli anni 2019-2021-2022². Il 45,3% della diminuzione rilevata nel primo semestre è attribuibile al calo dei consumi per usi termoelettrici (2,9 mld mc), il 41,8% (2,7 mld mc) ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbane legati prevalentemente ai consumi per riscaldamento (domestico e terziario) e l'11% ai minori consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto (0,7 mld mc);

continua a pagina 26

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2023

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Domanda e offerta di gas in Italia
nella prima metà del 2023

di Agata Gugliotta e Gian Paolo
Repetto - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di giugno il Pun, a 105,34 €/MWh, si conferma sui livelli di maggio e ai minimi dall'estate 2021, in controtendenza rispetto alle quotazioni osservate sulle principali borse europee, risultate invece in deciso aumento. La dinamica del Pun è favorita da prezzi del gas al PSV sul livello più basso dagli ultimi due anni e da un nuovo rialzo dell'offerta idroelettrica e a carbone, a fronte di acquisti in forte crescita mensile (MGP: 22,8 TWh, con la liquidità del mercato al 73,4%) e import netto e volumi eolici ancora in

calo. A livello zonale, modeste variazioni anche per i prezzi di vendita, allineati a 105/106 €/MWh.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,2 TWh (-4,8%), di cui oltre 0,5 TWh nella contrattazione XBID, per quasi 281 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Luglio 2023 chiude il mese a un prezzo di 118,29 €/MWh. In aumento mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A giugno il Pun si conferma a 105,34 €/MWh (-0,39 €/MWh), ai minimi da agosto 2021, e riduce il suo differenziale con le quotazioni registrate sulle principali borse elettriche europee, in sensibile crescita. Tale dinamica si registra in un contesto connotato da costi del gas al PSV in lieve ribasso (34 €/MWh, -1 €/MWh, minimo da luglio 2021) e dall'aumento stagionale

degli acquisti, su un livello comunque non elevato per il mese di giugno. In crescita, inoltre, l'offerta idroelettrica e a carbone, mentre scendono le importazioni nette e i volumi eolici.

In termini di gruppi orari, si osserva una lieve riduzione nelle ore di picco, per un rapporto picco/baseload che scende a 1,05 (Grafico 1 e Tabella 1).

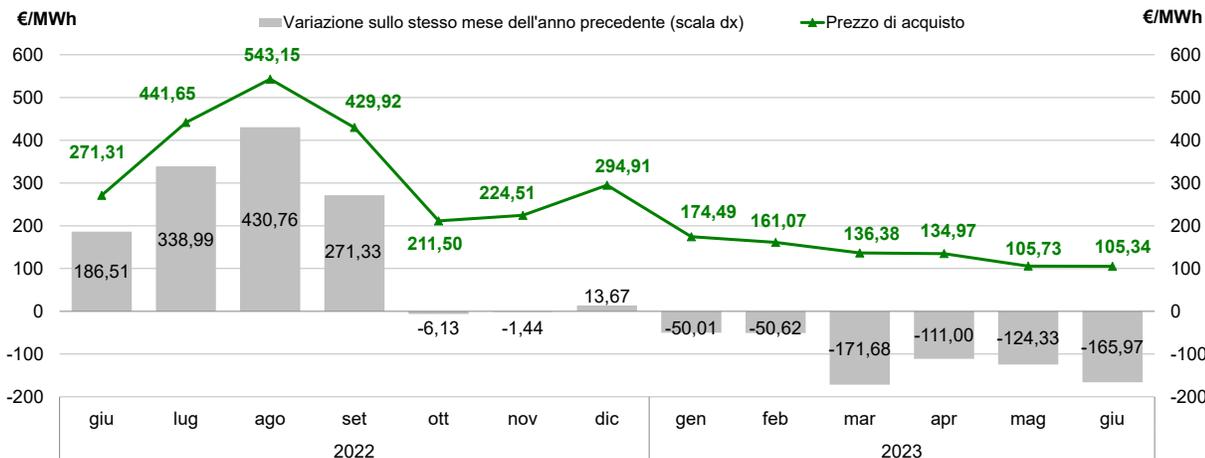
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	105,34	271,31	-165,97	-61,2%	23.243	-11,3%	31.647	-9,5%	73,4%	74,9%
<i>Picco</i>	110,60	301,40	-190,80	-63,3%	27.926	-12,6%	37.994	-9,9%	73,5%	75,8%
<i>Fuori picco</i>	102,51	255,11	-152,60	-59,8%	20.721	-10,3%	28.229	-9,2%	73,4%	74,3%
<i>Minimo orario</i>	20,00	95,80			14.292		20.179		65,3%	65,5%
<i>Massimo orario</i>	191,40	479,00			32.001		42.350		84,0%	86,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



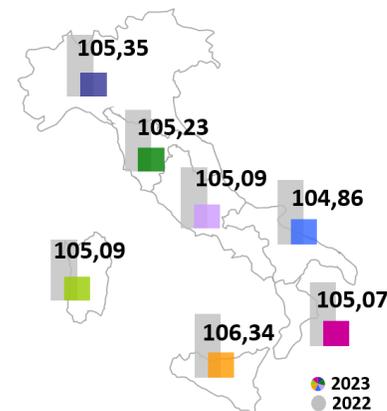
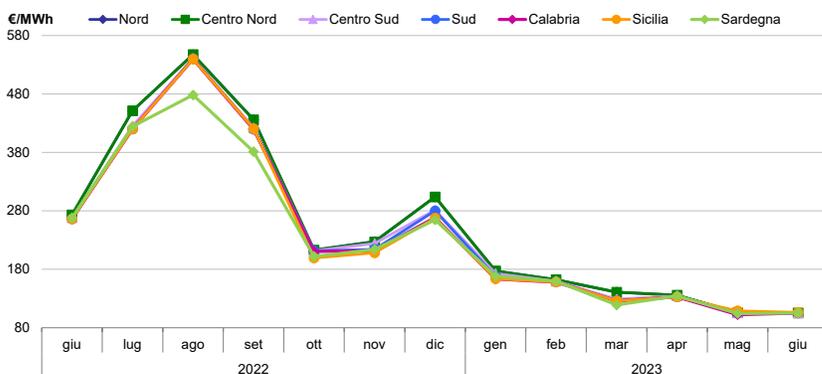
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi di vendita convergono a 105/106 €/MWh, in lieve aumento in Sardegna e in Calabria (rispettivamente di 0,78 e 2,77 €/MWh) e stabili o in modesto

calo nelle altre zone (-2,46 €/MWh). Si segnalano ancora in Sicilia, massimi orari fino a 253,10 €/MWh, in corrispondenza di puntuali limitazioni sul transito CALA-SICI (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

In crescita mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,8 TWh, in virtù di un lieve aumento dei volumi negoziati nella borsa elettrica del GME (16,7 TWh) e di un più deciso incremento delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (6,1 TWh). Per effetto di tali dinamiche la liquidità del mercato si porta al 73,4% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3). Lato domanda, gli acquisti nazionali, in diffuso aumento

zonale, salgono a 22,5 TWh (+7,7% su base mensile), e gli acquisti esteri (esportazioni) a circa 0,3 TWh (+33,2%). Lato offerta, la maggiore domanda e l'ulteriore calo delle importazioni, a 3,6 TWh (-19,0%), diffuso su tutte le frontiere, favoriscono la decisa crescita delle vendite nazionali, a 19,2 TWh (+15,3%), particolarmente evidente al Nord, dove si portano ai massimi da quasi un anno (Tabella 4).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.734.808	-11,3%	73,4%
Operatori	10.480.368	-15,3%	46,0%
GSE	2.650.066	+10,6%	11,6%
Zone estere	3.604.355	-12,0%	15,8%
Saldo programmi PCE	19	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.050.964	-4,0%	26,6%
Zone estere	30.694	-5,2%	0,1%
Zone nazionali	6.020.290	-4,0%	26,4%
Saldo programmi PCE	-19		
VOLUMI VENDUTI	22.785.772	-9,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.683.304	+46,7%	
OFFERTA TOTALE	40.469.076	+8,7%	

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

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.734.808	-11,3%	73,4%
Acquirente Unico	1.253.143	-38,8%	5,5%
Altri operatori	12.657.561	-8,2%	55,6%
Pompaggi	15.769	+470,0%	0,1%
Zone estere	318.958	+80,0%	1,4%
Saldo programmi PCE	2.489.378	-12,7%	10,9%
PCE (incluso MTE)	6.050.964	-4,0%	26,6%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.540.342	-6,7%	37,5%
Saldo programmi PCE	-2.489.378		
VOLUMI ACQUISTATI	22.785.772	-9,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	755.830	+11,8%	
DOMANDA TOTALE	23.541.603	-8,9%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

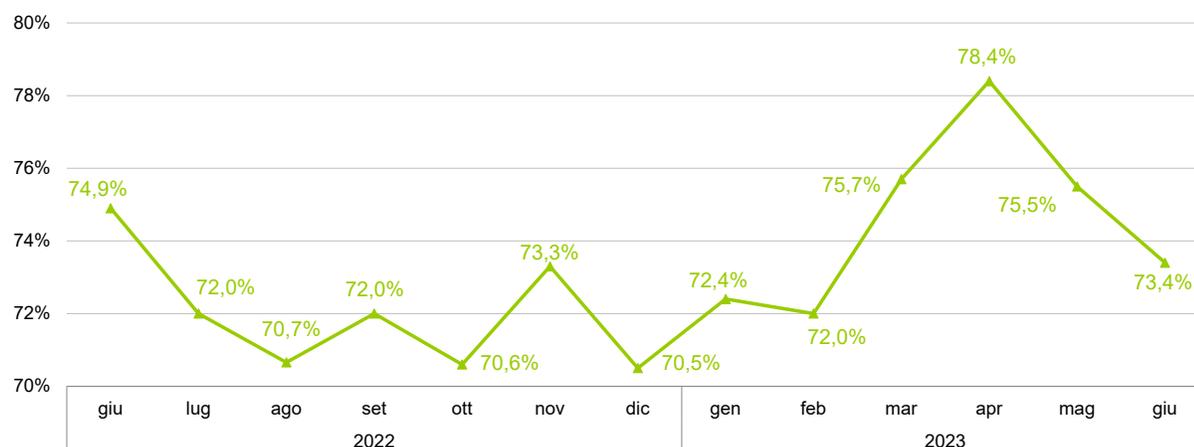


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.770.732	27.459	+23,3%	10.600.485	14.723	+2,0%	12.877.077	17.885	-8,4%
Centro Nord	1.520.450	2.112	+13,9%	1.306.064	1.814	+12,0%	1.963.878	2.728	-8,4%
Centro Sud	4.943.157	6.865	-8,4%	1.971.456	2.738	-26,1%	3.888.105	5.400	-11,8%
Sud	5.011.416	6.960	+8,0%	2.405.659	3.341	-24,6%	1.428.836	1.984	-13,7%
Calabria	2.404.111	3.339	+14,0%	1.212.173	1.684	-12,0%	404.573	562	-16,7%
Sicilia	2.025.637	2.813	-9,3%	850.195	1.181	-31,6%	1.301.287	1.807	-13,2%
Sardegna	1.086.512	1.509	-17,5%	804.693	1.118	-19,8%	603.058	838	-19,5%
Totale nazionale	36.762.015	51.058	+11,2%	19.150.725	26.598	-9,0%	22.466.814	31.204	-10,1%
Estero	3.707.062	5.149	-10,7%	3.635.048	5.049	-11,9%	318.958	443	+80,0%
Sistema Italia	40.469.076	56.207	+8,7%	22.785.772	31.647	-9,5%	22.785.772	31.647	-9,5%

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

LE FONTI

L'aumento delle vendite nazionali interessa sia le fonti tradizionali che quelle rinnovabili. Tra le prime cresce il ciclo combinato, sulla penisola, ma soprattutto il carbone (+1,1 GWh medi), quest'ultimo ancora all'interno del contesto regolatorio volto alla massimizzazione degli impianti di produzione alimentati da combustibili diversi dal gas naturale, ma anche in virtù del rientro di capacità precedentemente dichiarate indisponibili ai sensi Remit. Le vendite rinnovabili, invece, sono

trainate ancora dall'idrico (+1,1 GWh medi), in particolare al Nord, ai massimi da agosto 2021 anche se su livelli modesti per il mese di giugno. In aumento anche il solare, mentre restano ancora in calo le vendite eoliche, ai minimi degli ultimi due anni. In virtù delle suddette dinamiche, salgono la quota di mercato dell'idroelettrico (25,9%) e del carbone (6,7%), si riduce quella dell'eolico (5,2%), rimanendo stabile quella del gas (37,9%) e del solare (14,0%) (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	7.011	-17,0%	685	+16,0%	1.285	-46,3%	1.905	-30,8%	1.301	-12,9%	637	-46,4%	706	-30,0%	13.531	-24,3%
Gas	5.886	-20,4%	633	+14,4%	514	-64,8%	1.156	-26,4%	1.192	-13,8%	597	-47,2%	104	-81,2%	10.083	-28,2%
Carbone	247	-36,0%	-	-	553	-23,4%	469	-55,2%	0	-	-	-	516	+30,4%	1.784	-30,0%
Altre	879	+31,4%	53	+38,7%	218	+4,8%	280	+107,5%	109	-1,4%	40	-32,6%	87	+40,9%	1.665	+30,0%
Fonti rinnovabili	7.321	+27,1%	1.129	+9,7%	1.414	+8,9%	1.436	-14,3%	383	-8,7%	533	-0,9%	407	+7,1%	12.623	+13,7%
Idraulica	5.031	+34,5%	231	+48,6%	726	+54,8%	462	-5,9%	150	-	171	+6,8%	119	+27,4%	6.890	+31,3%
Geotermica	-	-	609	+1,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	609	+1,4%
Eolica	19	+24,9%	14	-18,9%	222	-36,0%	642	-21,6%	148	-27,3%	207	-10,5%	137	+0,7%	1.389	-21,5%
Solare e altre	2.271	+13,4%	274	+7,6%	467	-3,4%	331	-9,4%	85	+7,1%	155	+6,0%	152	+0,4%	3.735	+7,2%
Pompaggio	390	+73,4%	-	-	39	+224,0%	-	-	-	-	10,65	-	4	+2,9%	444	+84,2%
Totale	14.723	+2,0%	1.814	+12,0%	2.738	-26,1%	3.341	-24,6%	1.684	-12,0%	1.181	-31,6%	1.118	-19,8%	26.598	-9,0%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

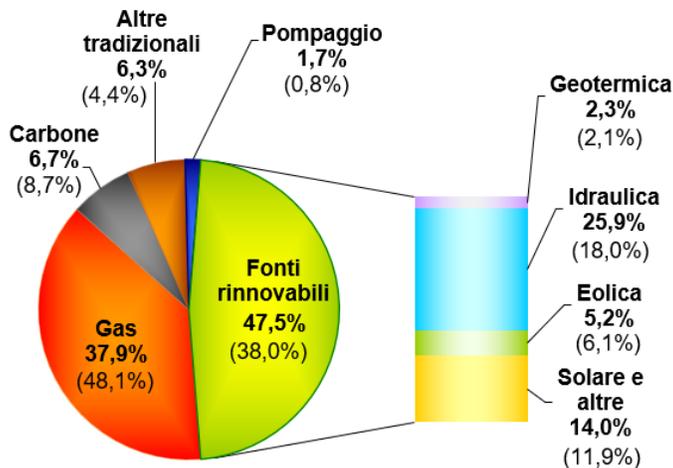
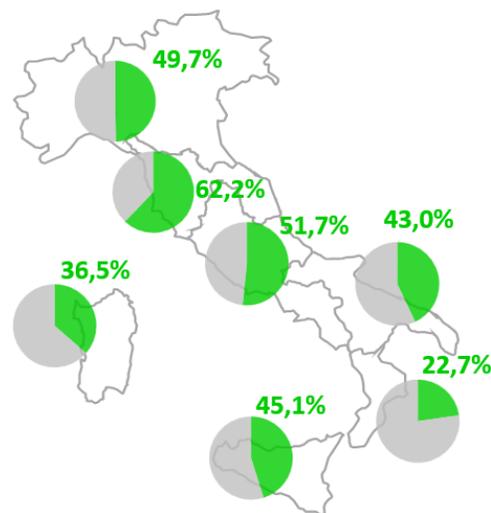


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia registra un ulteriore ribasso, attestandosi a 3,4 TWh (-21,6%). La riduzione dei flussi in entrata è riconducibile sia a restringimenti della NTC, più intensi sulla frontiera francese, sia ad un aumento della frequenza di ore in cui i prezzi esteri sono risultati superiori o uguali al riferimento del Nord, circostanza verificatasi nel 31% delle ore in Francia (+26 p.p), nel 38% in Austria (+27 p.p.) e nel 40% in Slovenia (+19 p.p.).

Tale tendenza si inserisce in uno scenario che, per tutta la durata del mese, è stato caratterizzato anche dalla chiusura dell'interconnessione con la Grecia (Tabella 6 e Figura 1). Si segnala, infine, che l'attivazione del vincolo generalizzato per la gestione congiunta delle frontiere settentrionali in coupling dà luogo, in alcune ore del mese, a flussi in uscita anche in presenza di quotazioni estere inferiori al riferimento del Nord.

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.147.556 (1.428.523)	92,4% (96,5%)	6,8% (2,8%)	0,8% (0,7%)	61,7% (59,7%)	1,7% (-)	2.112 (2.467)	1.187.580 (1.437.141)	1.187.580 (1.404.747)	1.452 (997)	40.024 (8.619)	40.024 (8.619)
Italia - Svizzera	1.674.195 (1.768.114)	98,5% (100,0%)	0,8% (-)	0,7% (-)	- (-)	- (-)	2.893 (2.868)	1.722.422 (1.789.519)	n/a (n/a)	2.745 (2.642)	48.226 (21.404)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	84.122 (194.950)	69,6% (93,9%)	25,6% (4,7%)	4,9% (1,4%)	63,6% (91,1%)	23,9% (4,0%)	206 (297)	98.313 (197.647)	98.313 (197.647)	79 (89)	14.191 (2.697)	14.191 (2.697)
Italia - Slovenia*	144.381 (295.206)	69,6% (88,1%)	25,8% (9,3%)	4,6% (2,6%)	57,1% (62,6%)	17,4% (3,2%)	531 (573)	241.546 (320.332)	241.546 (320.332)	631 (631)	97.165 (25.126)	97.165 (25.126)
Italia - Montenegro	349.797 (278.858)	97,1% (90,6%)	2,9% (0,3%)	0,0% (9,1%)	17,8% (47,4%)	- (-)	597 (465)	384.960 (288.089)	n/a (n/a)	643 (517)	35.162 (9.231)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	0 (94.183)	- (29,7%)	- (1,1%)	100,0% (69,2%)	- (-)	- (-)	25 (179)	0 (95.240)	0 (95.240)	25 (179)	0 (1.057)	0 (1.057)
Italia - Malta	-35.482 (-46.162)	1,8% (-)	69,6% (88,5%)	28,6% (11,5%)	- (-)	- (-)	200 (203)	229 (-)	n/a (n/a)	200 (203)	35.711 (46.162)	n/a (n/a)
TOTALE**	3.364.570 (4.013.672)							3.635.049 (4.127.968)	1.527.439 (2.017.966)		270.479 (114.296)	151.380 (37.499)

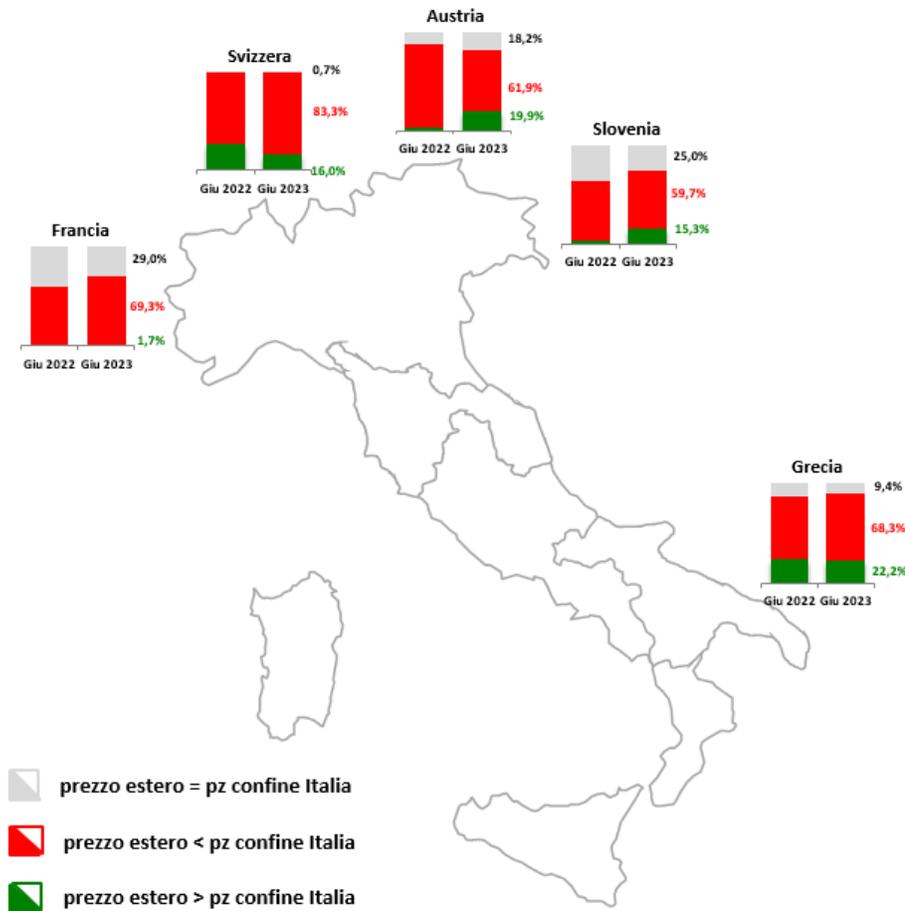
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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



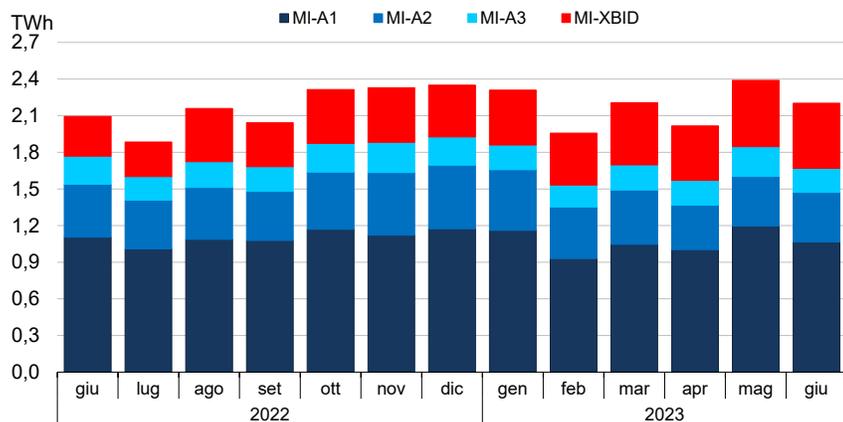
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A giugno i volumi scambiati nel MI si attestano a 2,2 TWh (-4,8% su maggio). La riduzione si osserva nei mercati ad asta (1,7 TWh, di cui 1,1 TWh sul MI-A1) in cui solo gli scambi su MI-A2 risultano in lieve aumento. Crescono in maniera moderata i volumi su XBID (533,5 GWh), in corrispondenza di un numero di abbinamenti ancora elevato (quasi 281 mila). Oltre il 90% degli scambi XBID è ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) con la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali o all'interno della medesima zona nazionale in riduzione complessivamente al 42% e quelli con

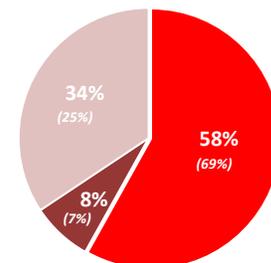
controparte estera attestati al 58%. In lieve rialzo i prezzi sia sui mercati ad asta (105/110 €/MWh, +1%/+4%) che su XBID (111 €/MWh, +6%), pressoché in linea ai corrispondenti valori del MGP nelle prime due aste, e superiori su MI-A3 (+2%) e su XBID (+5%). Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, con un analogo allineamento delle quotazioni in tutte le zone (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID ancora abbinamenti a prezzi negativi (tutti a -0,5 €/MWh), concentrati al meridione nella giornata di domenica 4 giugno.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



■ con l'estero
■ all'interno della stessa zona
■ tra zone nazionali

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	491.739	-0,1%	172.061	2,3%	79.649	-3,4%	743.449	0,1%	129.671	30,9%	873.119	3,7%
Centro Nord	75.315	14,9%	35.675	37,6%	14.862	17,8%	125.852	20,9%	46.798	244,2%	172.650	46,7%
Centro Sud	182.605	-14,1%	59.629	-10,0%	28.069	-29,2%	270.303	-15,1%	40.986	39,9%	311.290	-10,5%
Sud	121.540	-26,9%	59.144	-29,9%	28.366	-36,6%	209.049	-29,2%	59.362	66,6%	268.411	-18,9%
Calabria	25.833	30,6%	7.136	-29,7%	5.738	-20,6%	38.707	4,2%	5.999	-2,8%	44.706	3,2%
Sicilia	71.452	-7,5%	20.401	-11,7%	15.061	-5,1%	106.914	-8,0%	23.844	231,7%	130.758	5,9%
Sardegna	18.366	-46,6%	17.396	3,7%	13.832	8,3%	49.594	-22,4%	11.319	38,6%	60.913	-15,5%
Esterio	78.284	115,1%	35.089	-10,7%	11.094	-23,4%	124.467	38,1%	215.529	71,0%	339.996	57,2%
Totale	1.065.134	-3,5%	406.532	-6,3%	196.669	-14,4%	1.668.335	-5,6%	533.507	64,1%	2.201.843	5,2%

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	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	591.516	16,2%	176.566	-9,7%	80.448	-16,9%	848.530	5,9%	152.425	50,2%	1.000.955	10,8%
Centro Nord	58.600	340,2%	13.030	19,2%	7.083	-5,7%	78.713	147,9%	27.815	78,2%	106.528	124,9%
Centro Sud	138.661	-43,2%	52.655	-28,3%	25.529	-15,7%	216.845	-37,7%	49.557	111,0%	266.402	-28,3%
Sud	103.016	-18,6%	75.195	6,6%	36.035	22,2%	214.247	-5,5%	61.871	69,5%	276.118	4,9%
Calabria	58.577	82,3%	13.473	-26,7%	7.943	29,1%	79.993	41,1%	10.802	124,6%	90.795	47,7%
Sicilia	54.843	-56,2%	21.178	-27,7%	10.054	-34,2%	86.075	-49,3%	22.633	114,0%	108.707	-39,7%
Sardegna	12.273	-62,2%	16.428	8,1%	9.621	-4,8%	38.322	-33,6%	8.220	-4,5%	46.542	-29,9%
Esterio	47.649	127,3%	38.006	83,1%	19.956	-41,6%	105.611	39,1%	200.185	61,2%	305.796	52,9%
Totale	1.065.134	-3,5%	406.532	-6,3%	196.669	-14,4%	1.668.335	-5,6%	533.507	64,1%	2.201.843	5,2%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

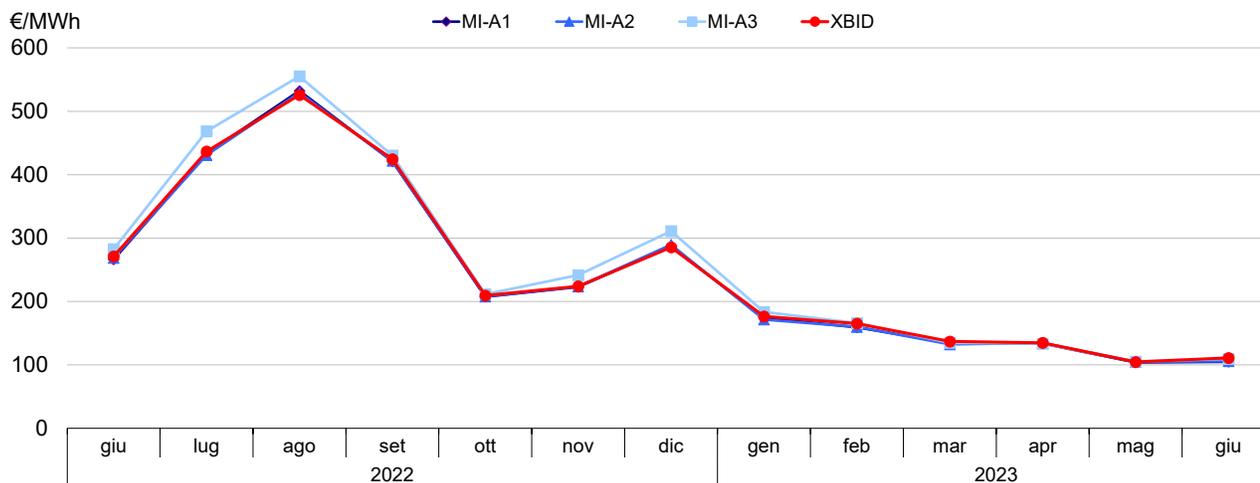


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %						
Nord	105,35	107,28	105,08 (-0,3%)	-61,1%	105,86 (+0,5%)	-61,2%	109,77 (+2,3%)	-61,7%	110,68 (+5,1%)	-59,3%
Centro Nord	105,23	107,14	104,94 (-0,3%)	-61,1%	105,97 (+0,7%)	-61,1%	110,21 (+2,9%)	-61,4%	112,48 (+6,9%)	-59,4%
Centro Sud	105,09	107,01	104,85 (-0,2%)	-60,4%	105,71 (+0,6%)	-60,4%	109,51 (+2,3%)	-60,9%	109,61 (+4,3%)	-59,1%
Sud	104,86	107,01	104,55 (-0,3%)	-60,2%	105,71 (+0,8%)	-60,1%	109,19 (+2,0%)	-60,7%	110,21 (+5,1%)	-58,7%
Calabria	105,07	107,17	104,59 (-0,5%)	-60,2%	105,72 (+0,6%)	-60,1%	109,36 (+2,0%)	-60,6%	109,10 (+3,8%)	-59,1%
Sicilia	106,34	109,05	105,48 (-0,8%)	-59,8%	106,74 (+0,4%)	-59,7%	109,65 (+0,5%)	-60,5%	108,97 (+2,5%)	-58,9%
Sardegna	105,09	107,01	104,85 (-0,2%)	-60,3%	105,69 (+0,6%)	-60,3%	109,51 (+2,3%)	-60,8%	110,20 (+4,9%)	-58,9%

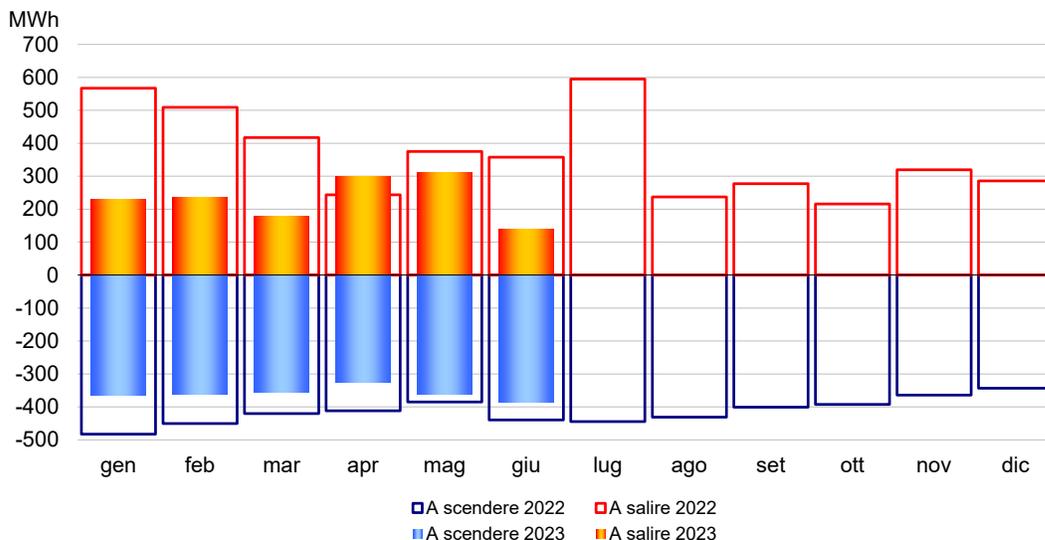
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Si confermano ancora modesti i volumi del mercato MSD ex-ante, storico, e le sue vendite in lieve ripresa mensile (0,3 TWh) (Grafico con gli acquisti di Terna sul mercato a salire (0,1 TWh) al minimo 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

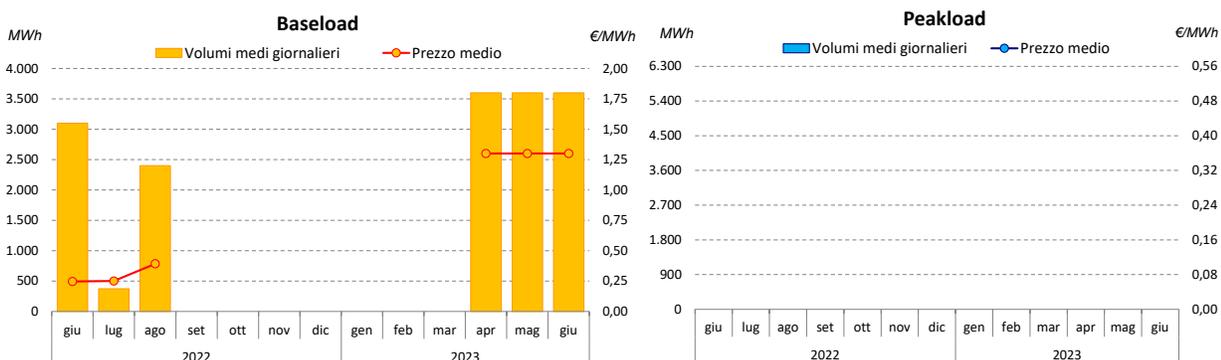
Nel MPEG, si osservano 13 negoziazioni sul prodotto scambi si realizzano sul prodotto baseload ad un prezzo medio 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 46,8 GWh. Gli scambi si realizzano sul prodotto baseload ad un prezzo medio di 1,30 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	13 (8)	13/30 6/30	1,30 (0,25)	1,30 (0,20)	1,30 (0,25)	46.800 (18.600)	3.600 (3.100)
Peakload	- (-)	0/22 0/22	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	13 (8)					46.800 (18.600)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi a giugno. Il prodotto Luglio 2023 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 118,29 €/MWh sul baseload e di 134,68 €/MWh

sul peakload e una posizione aperta di 8,9 GWh. Pertanto, la posizione aperta complessiva a fine mese scende a 37,4 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

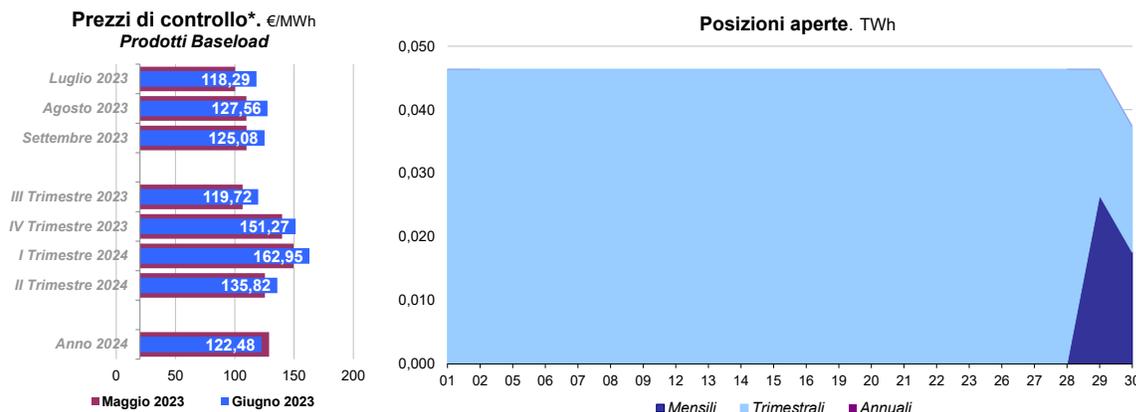
	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						N.	MW
Luglio 2023	118,29	+18,0%	-	-	-	-	-	12	8.928
Agosto 2023	127,56	+16,1%	-	-	-	-	-	12	8.928
Settembre 2023	125,08	+13,9%	-	-	-	-	-	12	8.640
Ottobre 2023	151,27	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	119,72	+12,3%	-	-	-	-	-	12	26.496
IV Trimestre 2023	151,27	+8,2%	-	-	-	-	-	9	19.881
I Trimestre 2024	162,95	+9,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	135,82	+8,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	109,97	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	122,48	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									37.449

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						N.	MW
Luglio 2023	134,68	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2023	126,75	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2023	132,45	+7,6%	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre 2023	169,71	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	130,39	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	173,95	+1,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	172,61	+2,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	134,51	-2,4%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	115,03	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	135,27	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									-
TOTALE									37.449

* 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)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a giugno risultano pari a 21,5 TWh, con una posizione netta a 12,3 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si porta a 1,74 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 6,1 TWh nei conti in immissione e a 8,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 6,3 TWh e a 3,8 TWh.

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

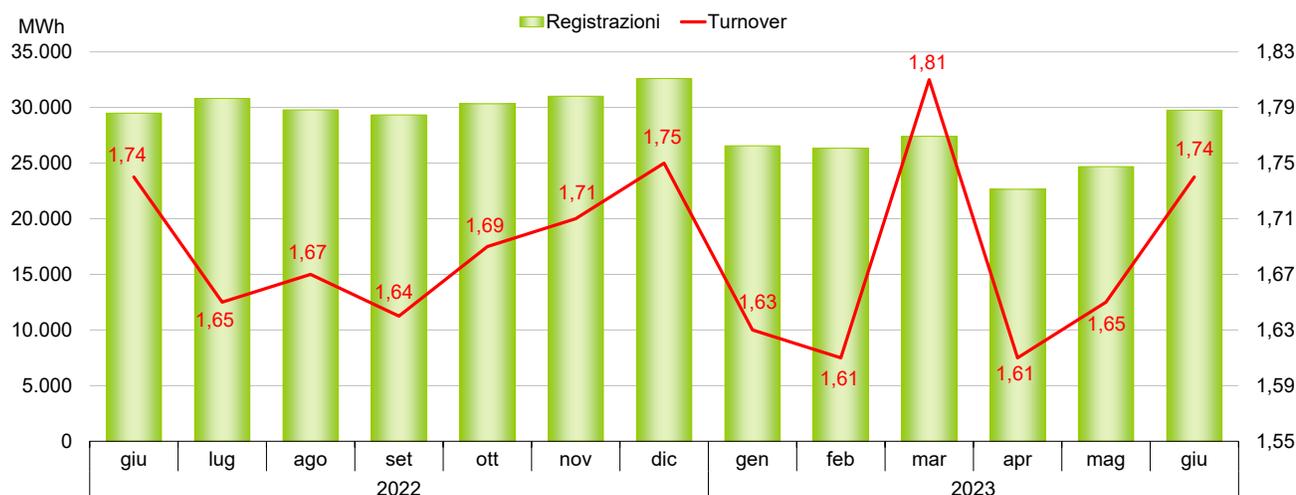
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.293.465	- 61,9%	10,7%	Richiesti	7.275.259	-4,2%	8.541.182	-6,7%
Off Peak	20.802	- 87,8%	0,1%	Rifiutati	1.224.275	-5,1%	840	+86,4%
Peak	12.072	- 92,4%	0,1%	Registrati	6.050.984	-4,0%	8.540.342	-6,7%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.326.339	- 63,4%	10,8%	Sbilanciamenti a programma	6.298.514	+6,8%	3.809.156	+25,2%
Totale Non standard	19.099.027	+28,3%	88,9%	Saldo programmi	19	100%	2.489.378	-12,7%
PCE bilaterali	21.425.366	+0,9%	99,8%					
MTE	5.760	+700,0%	0,0%					
MPEG	46.800	+151,6%	0,2%					
TOTALE PCE	21.477.926	+1,0%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.349.498	+1,2%						

* 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

■ A giugno i consumi di gas naturale in Italia ammontano a 3.783 milioni di mc (40,0 TWh), a fronte di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 4.939 milioni di mc (52,2 TWh), di cui oltre il 41% in ingresso da Mazara (21,4 TWh), e di una produzione nazionale pari a 230 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, proseguono le iniezioni per 14,7 TWh, con un peso sul totale prelevato del 27%.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi

negoziati si attestano a 10,4 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 26,0%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (5,1 TWh) che intraday (3,9 TWh), con un peso complessivo dell'87% sul totale negoziato a pronti. Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni su tutti i mercati si portano nell'intorno dei 34 €/MWh, in linea con quanto osservato sui principali hub europei (PSV: 34 €/MWh; TTF: 32 €/MWh).

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 3.783 milioni di mc (40,0 TWh), di cui 1.605 milioni di mc (17,0 TWh) relativi al settore termoelettrico, unico in ripresa rispetto al mese precedente (+16%) in corrispondenza di una domanda di energia elettrica in crescita e di un arretramento delle importazioni. In calo, invece, i consumi nel settore industriale, pari a 936 milioni di mc (9,9 TWh), e soprattutto quelli del comparto civile, pari a 947 milioni di mc (10,0 TWh). In aumento su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 296 milioni di mc (3,1 TWh).

Sul lato delle immissioni, le importazioni scendono rispetto al mese di maggio a 4.939 milioni di mc (52,2 TWh), per effetto soprattutto della riduzione dei volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.659 milioni di mc (38,7 TWh),

mentre i flussi tramite rigassificatori GNL si portano a 1.280 milioni di mc (13,5 TWh, sostanzialmente stabili). Sempre rispetto al mese precedente, la modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra una crescita consistente delle importazioni da Mazara (21,4 TWh), il cui peso supera il 41% del totale importato, e al terminale di Livorno (3,8 TWh). Pressoché stabili o in calo i flussi nei restanti punti in entrata, con Tarvisio che scende ai minimi di 1,2 TWh e Passo Gries a 5,6 TWh (rispettivamente 2,3% e 10,6% dell'import).

A giugno continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (14,7 TWh), in calo rispetto a maggio, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 10.437 milioni di mc (110,3 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.939	52,2	-11,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.028	21,4	+4,2%
Tarvisio	112	1,2	-84,0%
Passo Gries	525	5,6	+24,1%
Gela	210	2,2	+6,1%
Gorizia	1	0	-6,6%
Melendugno	782	8,3	-13,9%
Panigaglia (GNL)	287	3,0	-2,1%
Cavarzere (GNL)	637	6,7	-19,1%
Livorno (GNL)	357	3,8	+4,0%
Piombino (GNL)	-	0,0	-
Produzione Nazionale	230	2,4	-10,0%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.169	54,7	-11,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.487	36,9	-13,2%
Industriale	936	9,9	-5,5%
Termoelettrico	1.605	17,0	-22,9%
Reti di distribuzione	947	10,0	-0,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	296	3,1	+61,0%
TOTALE CONSUMATO	3.783	40,0	-10,0%
Iniezioni negli stoccaggi	1.386	14,7	-16,2%
TOTALE PRELEVATO	5.169	54,7	-11,7%

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

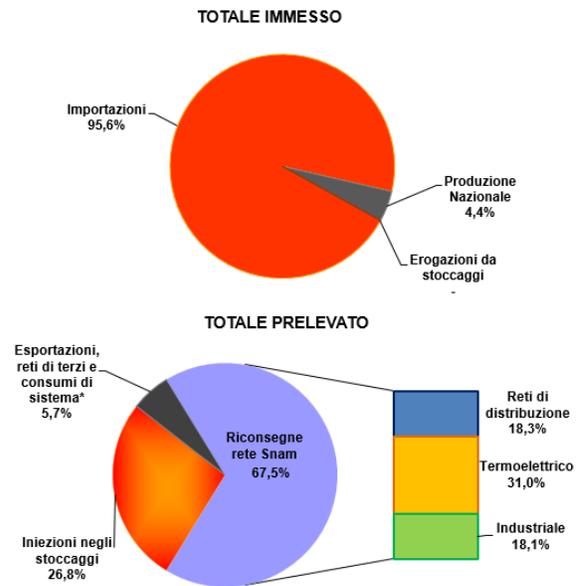
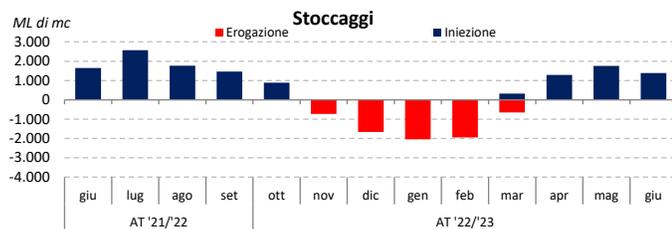
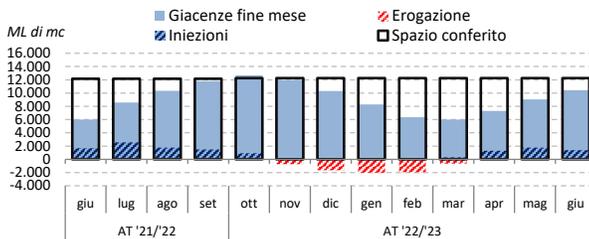


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2023)	10.437	110,3	+73,6%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.386	14,7	-16,2%
Flusso netto	1.386	14,7	-16,2%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	85,0%		+35,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni mostrano deboli variazioni rispetto al mese precedente, attestandosi a 34,1 €/MWh al PSV e a 32,0 €/MWh al TTF, entrambi su livelli tra i più bassi da circa due anni. I due riferimenti, posizionati su valori intorno ai 25 €/MWh ad inizio giugno, presentano un andamento crescente nel corso del mese, riportandosi nella seconda

parte di esso sopra i 40 €/MWh, per poi stabilizzarsi negli ultimi giorni poco sopra i 35 €/MWh. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta a 2,1 €/MWh (era 3,5 €/MWh il mese precedente), oscillando tra i -0/+4 €/MWh, con un picco di 4,30 €/MWh registrato in corrispondenza di un valore del PSV superiore a 42 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 10,4 TWh, in aumento dell'11% rispetto a maggio, con una quota sul totale consumato pari al 26,0% (era 23,4%).

Rispetto al mese precedente, aumentano gli scambi registrati sull'orizzonte day-ahead, trainati unicamente dalla negoziazione continua (5,1 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 49%, mentre arretrano i volumi nel comparto AGS in asta (1,2 TWh), pari al 12% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a giugno le movimentazioni di Snam registrano una contrazione solo in acquisto (1,0 TWh) e un significativo incremento in vendita (0,2 TWh di giugno contro 0,06 TWh di maggio).

In crescita anche la contrattazione sull'orizzonte intraday dove gli scambi si portano a 3,9 TWh sul segmento a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti sale ancora e si porta al 37%. Su tale comparto aumentano significativamente le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento

(1,1 TWh, +67%), esclusivamente in acquisto, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB rimangono a 2,8 TWh (+2%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS scendono a 0,17 TWh (-8% rispetto al mese precedente), in virtù di una riduzione delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,05 TWh (erano 0,09 TWh a maggio), mentre crescono le movimentazioni effettuate da Snam (0,12 TWh), presente su entrambi i lati del mercato e con finalità di bilanciamento.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, ancora in lieve calo congiunturale, permangono allineate agli andamenti dei prezzi sui principali hub europei, collocandosi nell'intorno dei 34 €/MWh, con un minimo a 32,68 €/MWh registrato nel comparto day-ahead a negoziazione continua.

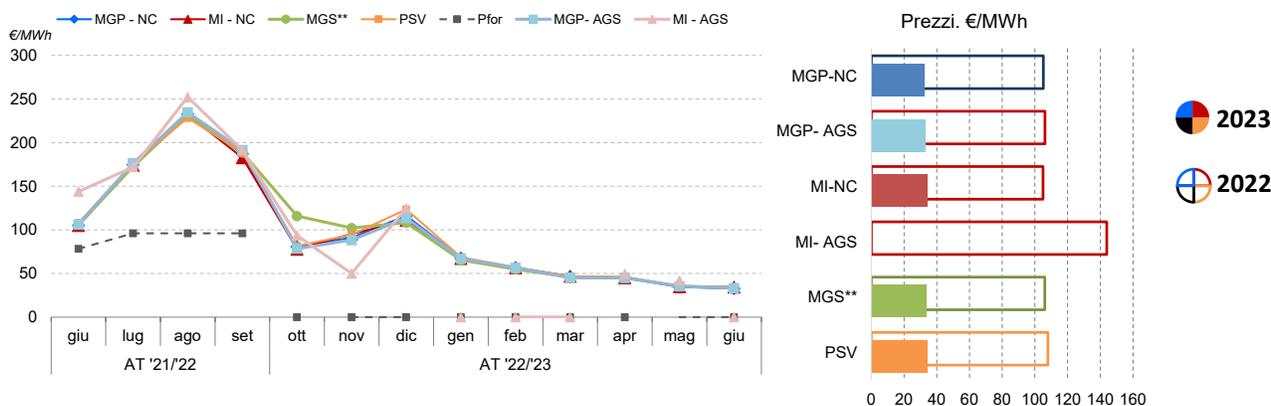
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

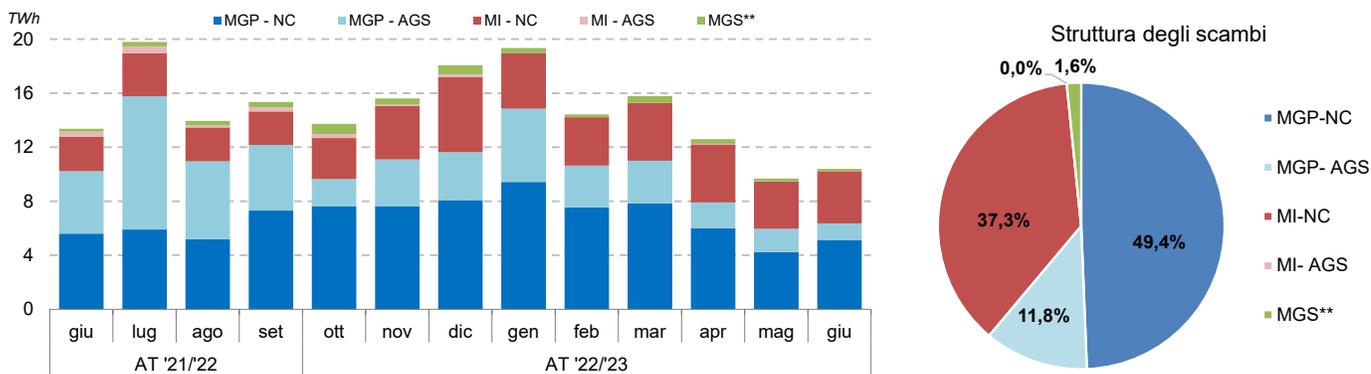
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MP-GAS							
<i>MGP</i>							
Negoziazione continua	32,68	(105,15)	-68,9%	11,01	47,00	5.133.528 (5.606.784)	-8,4%
Comparto AGS	33,24	(106,16)	-68,7%	23,19	47,48	1.222.608 (4.621.008)	-73,5%
<i>MI</i>							
Negoziazione continua	34,50	(104,98)	-67,1%	22,50	49,00	3.874.512 (2.558.520)	+51,4%
Comparto AGS	-	(143,90)	-100,0%	-	-	- (377.448)	-100,0%
MGS**	33,86	(106,03)	-68,1%	25,00	43,50	168.004 (206.640)	-18,7%
Stogit	33,86	(106,03)	-68,1%	25,00	43,50	168.004 (206.640)	-18,7%
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

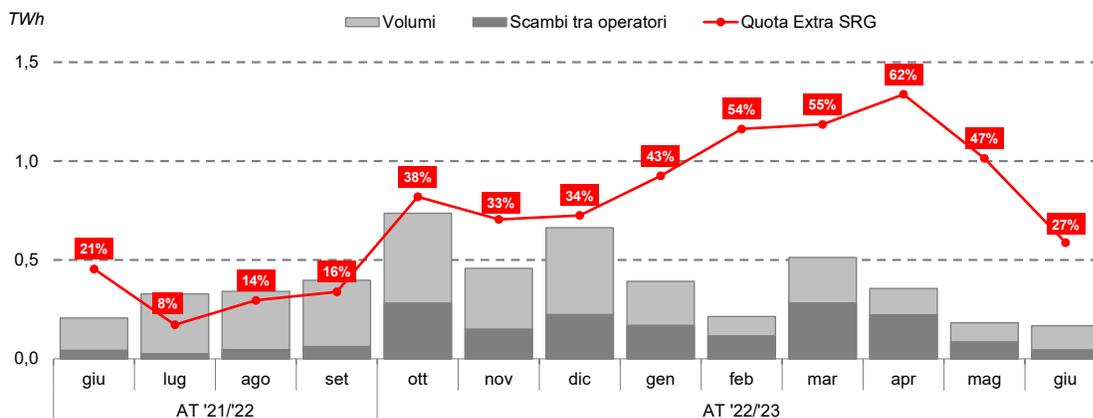
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	168.004	(206.640)	168.004	(206.640)	-	(-)	-	(-)
SRG	68.682	(8.225)	53.170	(154.531)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	68.682	(8.225)	53.170	(154.531)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	99.322	(198.415)	114.834	(52.109)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



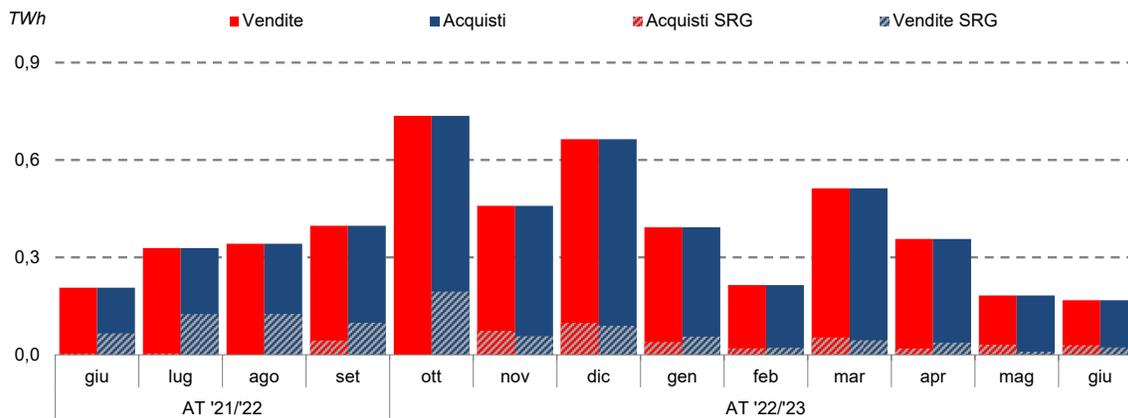


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2023-06	-	-	32,41	9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-07	-	-	41,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-07	-	-	41,17	52,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-08	-	-	33,43	13,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-09	-	-	35,12	10,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-10	-	-	41,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	47,50	63,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	55,50	20,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	57,87	11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	55,37	11,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	49,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	56,12	23,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	54,64	9,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	55,54	7,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ A giugno, confermandosi su uno dei livelli più bassi degli ultimi due anni, le quotazioni di greggio e derivati, carbone e gas sui principali hub europei registrano modeste dinamiche mensili, mentre tornano in decisa crescita i riferimenti elettrici europei, ad eccezione del Pun italiano, invariato su maggio.

Ancora in lieve calo mensile, la quotazione del Brent (75,01 \$/bbl, -3% su maggio) si conferma ai minimi da gennaio 2022, mentre tornano in modesta crescita l'olio combustibile (505,16 \$/MT, +3%) e il gasolio (702,09 \$/MT, +5%). Invariato sul livello più basso da luglio 2021, invece, il prezzo del carbone (122,43 \$/MT) che, tuttavia, registra una progressiva crescita nel corso di giugno, riportandosi oltre

130 \$/MT negli ultimi giorni del mese. Analoghe dinamiche per greggio e combustibili anche sui mercati futures, con livelli attesi nei prossimi mesi in linea o inferiori agli attuali spot.

Il tasso di cambio euro/dollaro si mantiene pressoché stabile (1,08 €/€), non impattando le variazioni dei prezzi dei combustibili 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	75,01	-3%	-41%				74,98	-1%	74,98	0%		
Olio Combustibile	USD/MT	505,16	3%	-42%	420,75	437,92	3%	434,76	3%	431,02	2%	409,21	2%
Gasolio	USD/MT	702,09	5%	-46%	662,75	705,13	4%	695,92	3%	694,27	2%		
Carbone	USD/MT	122,43	0%	-64%	107,50	122,43	0%	101,92	0%	111,55	13%	121,84	-3%

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	69,24	-3%	-43%			-	68,93	-	68,82	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	466,29	4%	-43%		403,20	-	399,66	-	395,60	-	370,90	-
Gasolio	EUR/MT	647,96	5%	-47%		648,94	-	639,45	-	636,94	-		-
Carbone	EUR/MT	112,96	1%	-65%		112,67	-	93,64	-	102,33	-	110,38	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	0%	2%	1,07	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,10	-

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

Fonte: Refinitiv

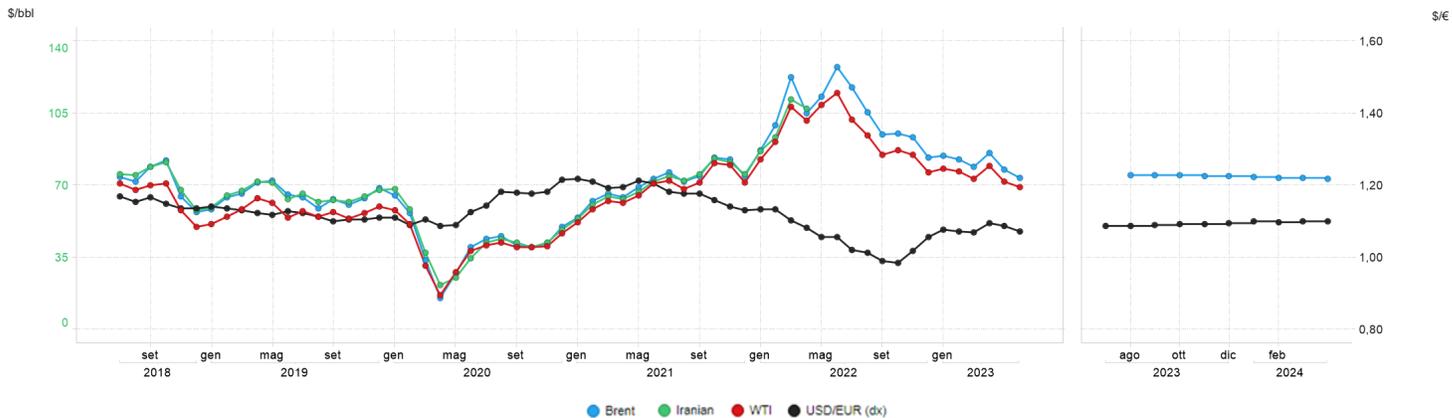


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

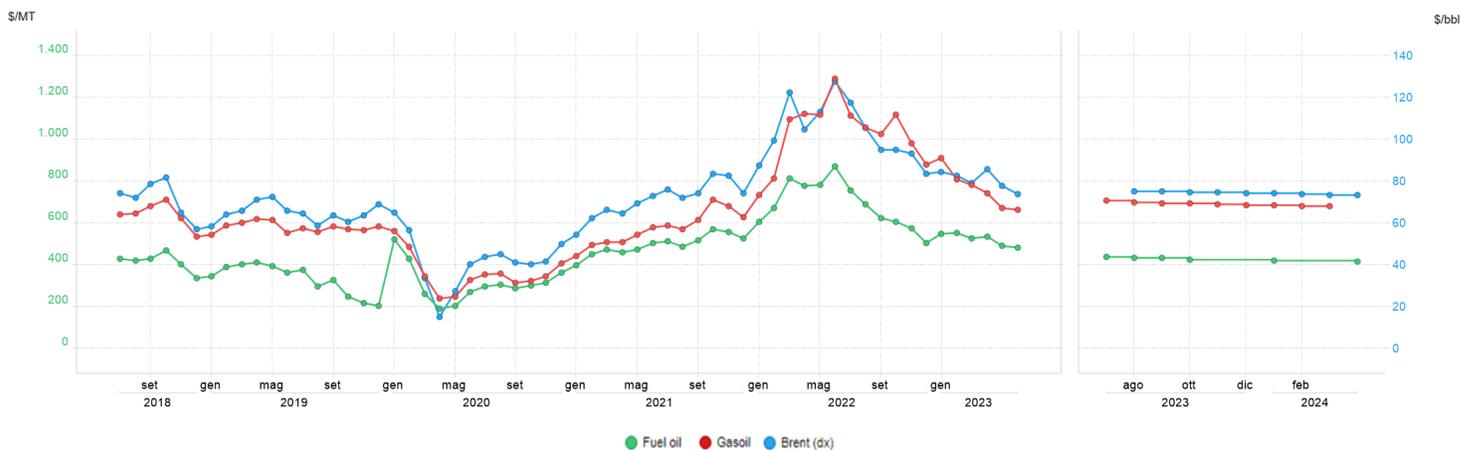
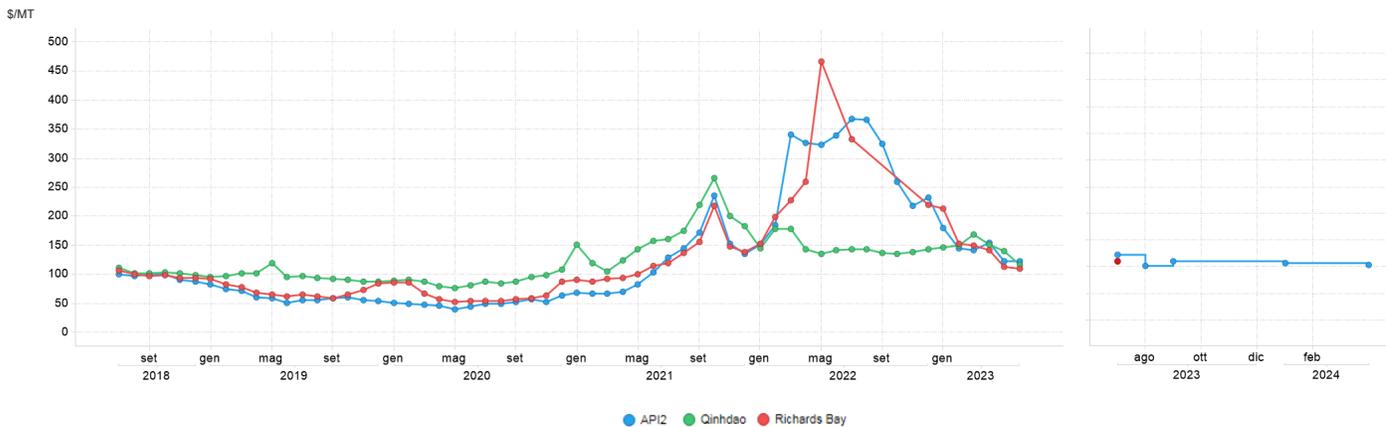


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

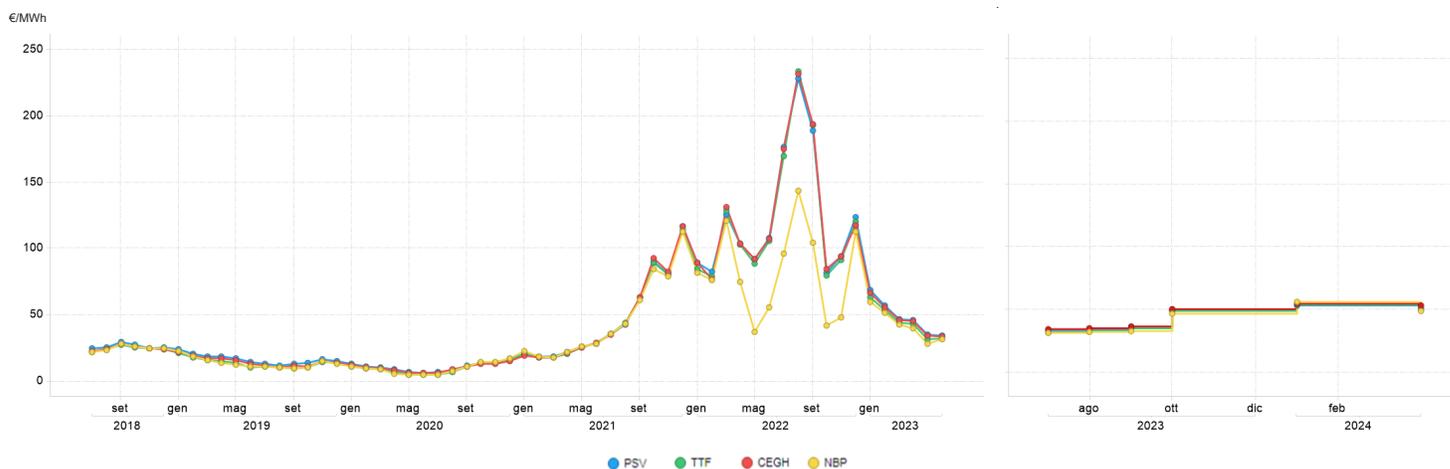
Con riferimento al gas, anche a giugno, i prezzi sui principali hub europei restano sui livelli più bassi dall'estate 2021, a 34,05 €/MWh al PSV e a 31,97 €/MWh al TTF. Entrambi i riferimenti, attorno ai 25 €/MWh a inizio mese, tornano a superare 40 €/MWh a metà mese,

più spesso il PSV, con lo spread tra i due che si riporta ai minimi da novembre (2,08 €/MWh, -1,45 €/MWh su maggio). I mercati a termine stimano per i prossimi mesi prezzi attorno ai livelli attuali e uno spread atteso PSV-TTF in ulteriore riduzione.

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	34,05	-4%	-68%	25,78	33,28	-2%	33,15	-16%	35,30	-10%	45,02	-17%
TTF	NL	31,97	1%	-70%	24,60	32,26	1%	33,06	0%	34,52	-1%	49,16	-4%
CEGH	AT	33,96	-2%	-68%	26,12	33,83	-1%	34,88	-1%	36,66	-3%	51,19	-5%
NBP	UK	31,28	10%	-44%	23,13	31,22	10%	31,96	2%	32,53	-65%		



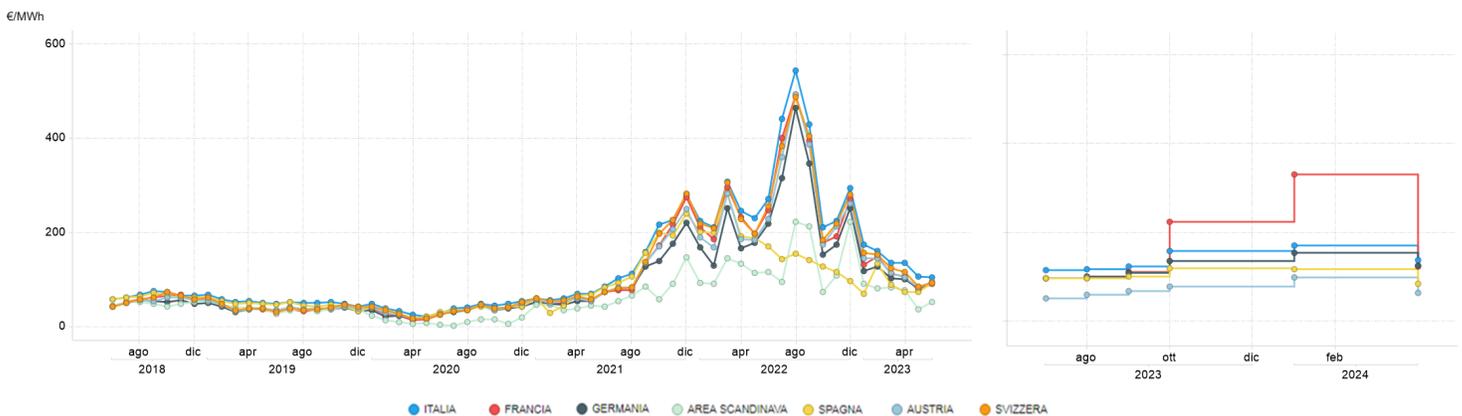
Quanto ai prezzi elettrici, il Pun italiano, stabile ai minimi da agosto 2021 poco sopra 105 €/MWh, riduce la sua distanza dagli altri principali riferimenti che, tutti in aumento mensile, si attestano tra 91 €/MWh della Francia e 95 €/MWh di Germania

e Austria in Europa centro-orientale (+7/+25%) e a 52 €/MWh nell'Area Scandinava (+40%). In ottica prospettica i mercati a termine indicano quotazioni progressivamente più elevate nei prossimi mesi estivi rispetto agli attuali spot.

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	105,34	0%	-61%	93,79	114,12	-8%	117,58	-8%	123,13	12%	122,77	-13%
FRANCIA	91,29	18%	-63%	72,66	97,13	5%	97,18	5%	110,71	25%	180,58	-3%
GERMANIA	94,76	16%	-57%	75,85	96,69	6%	100,64	6%	108,27	23%	137,02	-1%
AREA SCANDINAVA	52,49	40%	-55%	36,33	51,06	26%	60,41	19%	67,07	12%	69,19	0%
SPAGNA	93,02	25%	-45%	80,50	97,48	4%	96,01	0%	100,89	2%	91,70	-10%
AUSTRIA	94,81	15%	-58%									
SVIZZERA	92,18	7%	-64%									



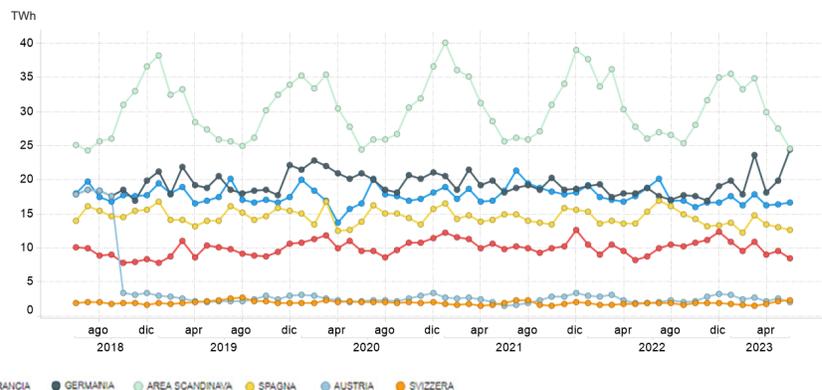
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, i volumi salgono ai massimi degli ultimi anni in Germania (24,5 TWh, +27%). In crescita anche gli scambi in

Italia (16,7 TWh, +5%), mentre risultano invariati in Spagna (12,7 TWh) e in riduzione nell'Area Scandinava (24,6 TWh, -8%) e in Francia (8,6 TWh, -7%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,7	5%	-11%
FRANCIA	8,6	-7%	-2%
GERMANIA	24,5	27%	30%
AREA SCANDINAVA	24,6	-8%	-6%
SPAGNA	12,7	0%	-17%
AUSTRIA	2,1	-16%	9%
SVIZZERA	2,4	14%	24%



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), nel primo mese del nuovo anno d'obbligo, il prezzo medio scende a 251 €/tep, in presenza di una significativa flessione degli scambi (-77%). Dinamiche ribassiste, sia in termini di prezzi che di volumi, anche sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 6,33 €/

MWh (-11%), tornando superiore alla quotazione bilaterale, anch'essa in calo a 2,92 €/MWh (-61%). Consistente l'aumento degli scambi nei due segmenti di negoziazione, mentre le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,4 TWh, ad un prezzo medio di 6,34 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a giugno non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a giugno, primo mese dell'anno d'obbligo 2023, scende a 250,88 €/tep, cedendo oltre 6 €/tep rispetto al mese precedente (-2,4%). In flessione anche la quotazione sulla piattaforma bilaterale, a 207,21 €/tep (-12,7%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 44 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a meno di 1 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari all'83% (-10 p.p. su maggio). Sostanzialmente stabile al 48% la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (246,95-

254,50 €/tep). I titoli negoziati sul MTEE scendono a 91 mila tep (-77% su maggio, ultimo mese di contrattazione utile prima dell'assolvimento agli obblighi), con la liquidità del mercato al 54% (-10 p.p.), a fronte di un calo meno intenso delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 78 mila tep (-51%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 70.340.153 tep, in aumento di 412.139 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.575.681 tep, cifra che non tiene ancora conto degli annullamenti relativi agli obblighi 2020-2022.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio	Var. cong.	Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep		€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	250,88	-2,4%	246,95	254,50	91.161	-66,9%	22,87	-67,7%	0	-100,0%	0,0%	-0,7 p.p.	0	-4
Bilaterali	207,21	-12,7%	0,00	257,05	77.807	-50,8%	16,12	-57,1%						
con prezzo >1	250,27	-2,1%	180,50	257,05	64.419	-56,2%	16,12	-57,1%						
Totale	230,77	-7,7%	0,00	257,05	168.968	-61,0%	38,99	-64,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

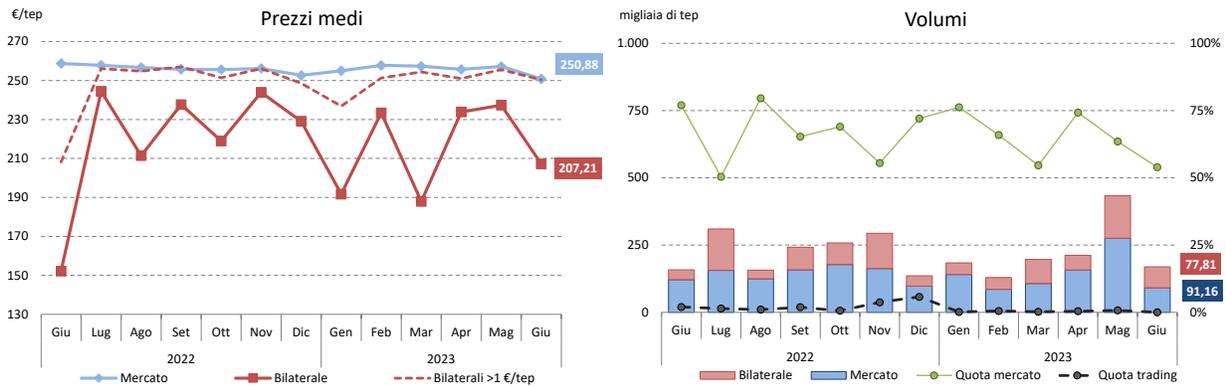


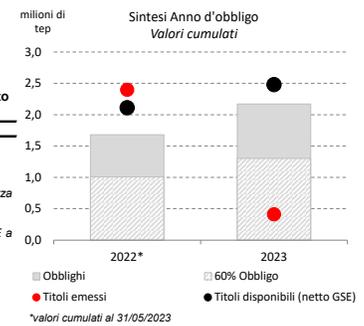
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N*	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
4	250,88	91.161	77.807	250,29	64.405	250,00	4.575.681	70.340.153	2.094.180	

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

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

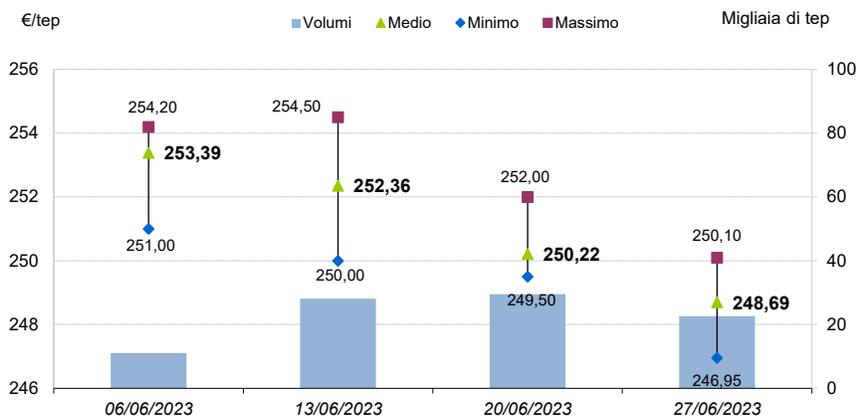


L'analisi delle singole sessioni mostra un andamento decrescente nel corso del mese delle quotazioni medie che passano dai 253,39 €/tep di inizio giugno ai 248,69 €/tep della sessione del 27 giugno, per la prima volta dopo sei anni inferiori al valore del contributo tariffario stimato. Lo

spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta il più alto da febbraio, a 3,34 €/tep, con un picco di 4,50 €/tep nella sessione del 13 giugno. I volumi medi scambiati risultano 23 mila tep, circa dimezzati rispetto al mese precedente.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 6,33 €/MWh (-11,5% su maggio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 2,92 €/MWh (-60,6%), con il loro differenziale che torna positivo a 3,41 €/MWh. Sul MGO tutte le quotazioni delle tre tipologie scambiate si collocano sopra i 6,2 €/MWh con un massimo per la categoria Solare a 6,7 €/MWh. Variano, invece, tra i 0,2 €/MWh della tipologia Idroelettrico ed i 7,3 €/MWh della tipologia Altro i prezzi sulla

PBGO.

Significativo, su tutte le piattaforme di contrattazione, l'aumento dei volumi negoziati rispetto ai livelli molto esigui del mese precedente. Gli scambi salgono, pertanto, a 54 mila MWh sul MGO e a 2,1 TWh su PB-GO.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,4 TWh, ad un prezzo medio di 6,34 €/MWh, in rialzo rispetto alla sessione di marzo, relativa a titoli con anno di produzione 2022, ed in linea con i corrispondenti livelli di mercato.

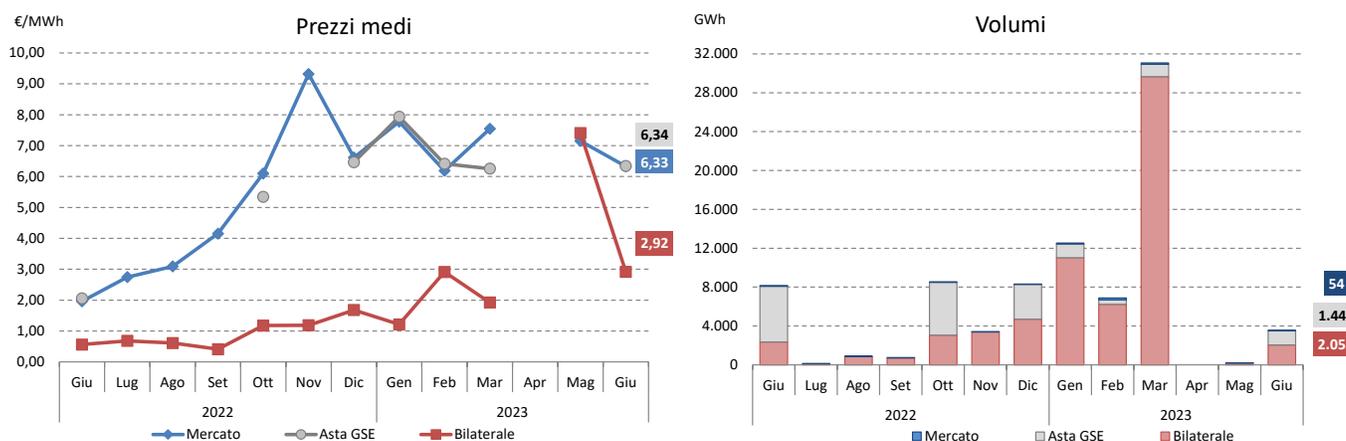
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	6,33	-11,5%	6,00	6,90	53.990	+1316,7%	341.753	+1153,8%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	2,92	-60,6%	0,00	8,20	2.054.840	+1006,6%	5.991.529	+335,6%
	3,18	-57,0%	0,04	8,20	1.882.240	+913,7%	5.991.529	+335,6%
Totale	3,00	-59,4%	0,00	8,20	2.108.830	+1012,9%	6.333.282	+351,5%
Asta GSE	6,34	-	6,06	6,91	1.444.267	-	9.159.384	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

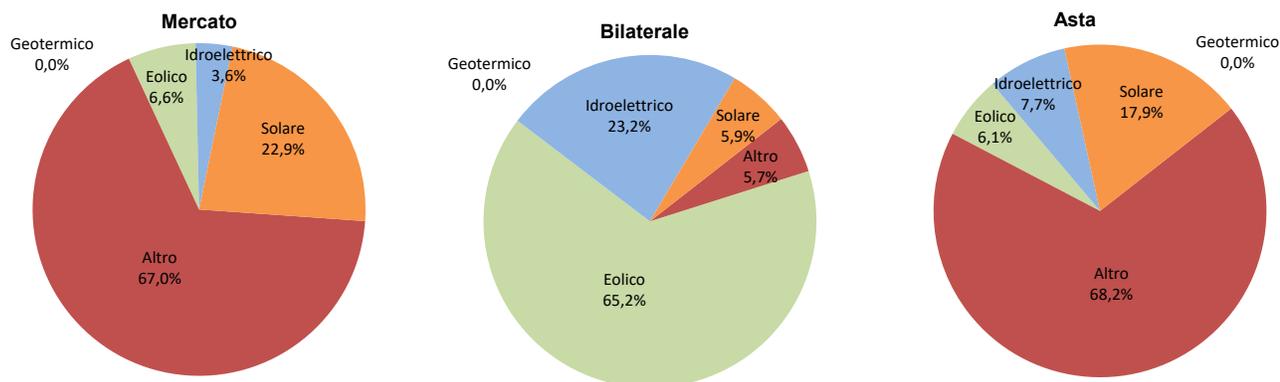
Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Altro sul mercato e in asta (67-68%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (65%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2023

Fonte: dati GME



DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA NELLA PRIMA METÀ DEL 2023

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

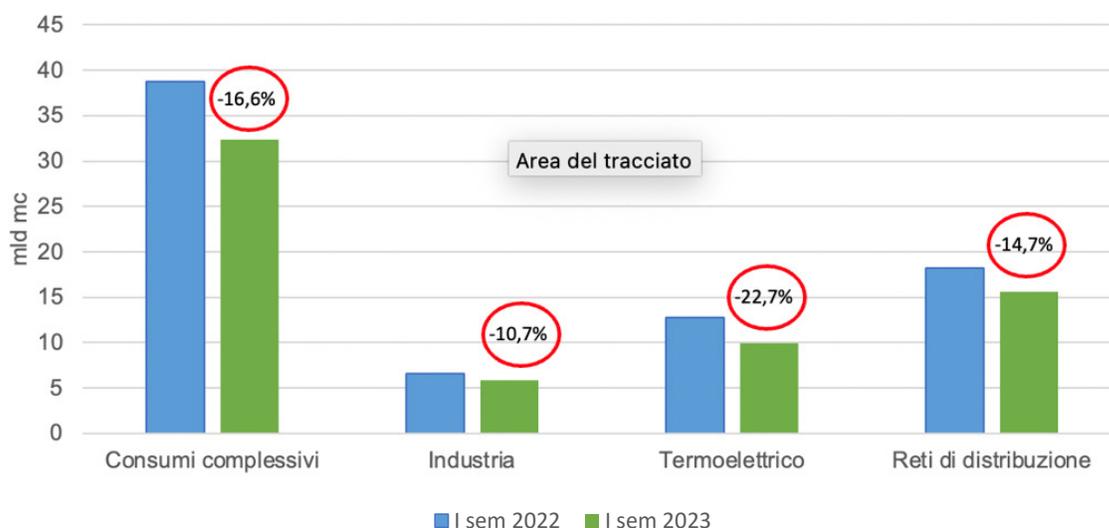
la quota restante dell'1,9% è connessa a consumi di sistema e altre voci residuali³.

Relativamente ai consumi gas delle centrali termoelettriche, il 2022 aveva chiuso con un calo su base annua abbastanza contenuto rispetto al 2021 (-3,2%), realizzatosi soprattutto nella seconda parte dell'anno. Nei primi sei mesi del 2023, la flessione è stata decisamente più profonda: -22,7%, con variazioni negative mensili raggiunte in gennaio e in marzo di oltre il 30%. Il calo è riconducibile a una serie di fattori: riduzione della domanda elettrica stimabile nel 5,3% su base semestrale (dati provvisori Terna) spinta dalla diminuzione del comparto industriale (-6,6% nei primi nei primi cinque mesi del 2023⁴ verso lo stesso periodo 2022); calo della produzione termoelettrica (-15,5% nei primi 5 mesi) per il maggior contributo delle rinnovabili (+5%), verificatosi anche grazie alla ripresa dell'idroelettrico a partire da maggio, dopo un lunghissimo periodo siccitoso⁵; aumento delle importazioni nette del 20% determinato dai minori prezzi all'ingrosso dei Paesi interconnessi.

I prelievi delle reti di distribuzione urbana sono stati inferiori di quasi il 15% rispetto al pari semestre 2022. Le contrazioni maggiori, complici soprattutto le temperature eccezionalmente miti, si sono registrate ovviamente durante i mesi invernali, con gennaio che ha segnato -21% e marzo -27%. Fa eccezione febbraio che, in ragione di un temporaneo abbassamento delle temperature, ha segnato una diminuzione di appena il 4% rispetto al pari mese 2022. Più diversificato l'andamento

durante il trimestre primaverile: -13% in aprile, +5% a maggio, mentre giugno ha chiuso sui medesimi valori del 2022. Hanno contribuito alla riduzione semestrale anche le misure di contenimento dei consumi (riduzione temperature edifici e della durata di accensione) decise dal Governo italiano (DM n. 383 del 6 ottobre 2022), in linea con le indicazioni della Commissione europea⁶, per il periodo 1° agosto 2022/31 marzo 2023, poi estese per un altro anno a seguito dell'accordo trovato in sede di Consiglio Europeo il 28 marzo 2023⁷. I consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto, dopo aver perso oltre il 15% nel 2022 sul 2021, non mostrano evidenti segnali di ripresa, nonostante la diminuzione dei prezzi dell'energia incominciata nella seconda metà di dicembre 2022. Nei primi sei mesi del 2023, la flessione degli utilizzi del gas rispetto al corrispondente periodo del 2022 risulta dell'11%. Il raffreddamento dei prezzi non è stato sufficiente a invertire il trend confermatosi in ogni singolo mese del semestre. Ciò in conseguenza del fatto che una parte della distruzione della domanda potrebbe ormai essere strutturale, per conversioni/riconfigurazioni dei processi industriali e miglioramenti di efficienza energetica. In ogni caso, l'industria si muove attualmente in un quadro macroeconomico indebolito, con un'inflazione che sembra rallentare ma resta elevata, costo del denaro in aumento, prezzi dell'energia scesi ma ben superiori alle medie precedenti al 2021-2022; fattori accompagnati dalla debolezza nei mercati di sbocco, con conseguenze negative sull'export italiano.

Fig. 1: Variazioni della domanda gas nazionale per tipologia di prelievo: I sem 2023 vs I sem 2022



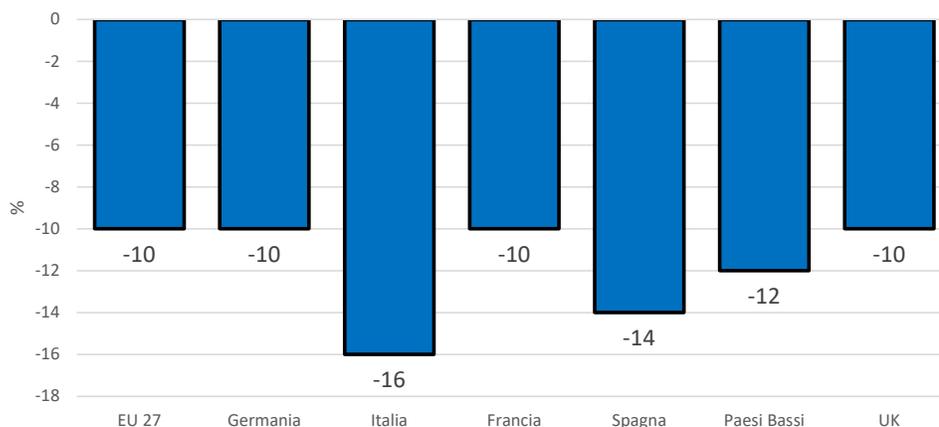
Fonte: elaborazioni RIE su dati SNAM

I consumi in Europa

La dinamica nazionale si inserisce in un contesto europeo di ulteriore contrazione della domanda gas dopo quella del 2022. Nei primi cinque mesi dell'anno, l'UE-27 ha fatto segnare una riduzione dei consumi del 10% (-13% nel 2022 sul 2021). In linea con la media europea le variazioni negative di Germania e Francia (anche UK ha registrato -10%)⁸; la Spagna rileva -14% e i Paesi Bassi -12%⁹. L'Italia presenta quindi il calo percentuale più marcato. La diminuzione dei consumi 2023 sommata a quella registrata nei mesi autunno/invernali del 2022 ha consentito il raggiungimento, in media¹⁰ e per molti Paesi membri, del target del -15% indicato nel Regolamento UE n. 2022/1369¹¹. Pur con alcune differenze

legate alle caratteristiche di ogni sistema gas nazionale, come per l'Italia, la debolezza della domanda trova spiegazione: nell'inverno molto mite; nelle misure di contenimento previste dalle istituzioni comunitarie declinate in vario modo dai Paesi membri; nella diminuzione dei consumi industriali; in una cresciuta disponibilità delle fonti rinnovabili che hanno eroso spazio al gas nella generazione elettrica¹². Merita rilevare, inoltre, come i cali più significativi, siano riscontrabili soprattutto nell'utilizzo del gas per la generazione elettrica. Fa eccezione la Germania dove la riduzione in questo comparto è stata più contenuta rispetto ad altri paesi.

Fig. 2 Variazioni percentuali della domanda gas in UE e UK: primi 5 mesi 2023/2022



Fonte: elaborazioni RIE su dati GEFC, Snam, Eurostat

La composizione dell'offerta e i suoi cambiamenti

Il sistema di approvvigionamento nei primi sei mesi del 2023 sta proseguendo il suo processo di trasformazione mirato alla sostituzione completa del gas russo, almeno via condotta. Le importazioni nazionali complessive sono ammontate a 31,9 mld mc, con un calo dell'11,6% rispetto al I semestre 2022. La produzione nazionale è stata di circa 1,4 mld mc, pari al 4,3% del gas immesso nella rete nazionale e in calo del 7% in confronto al 2022. Nell'intero 2021 il gas di origine russa aveva rappresentato il 40% delle importazioni nazionali, coprendo il 38% del consumo interno di gas. Nel 2022, sempre su base annua, i volumi dalla Russia erano diminuiti a 14 mld mc, con un'incidenza sulle importazioni complessive scesa al 19%. Il gas in ingresso a Tarvisio (proveniente dall'hub austriaco) si è ulteriormente ridotto nei primi sei mesi del 2023 al 6% delle importazioni totali. In un anno e mezzo, la Russia è quindi

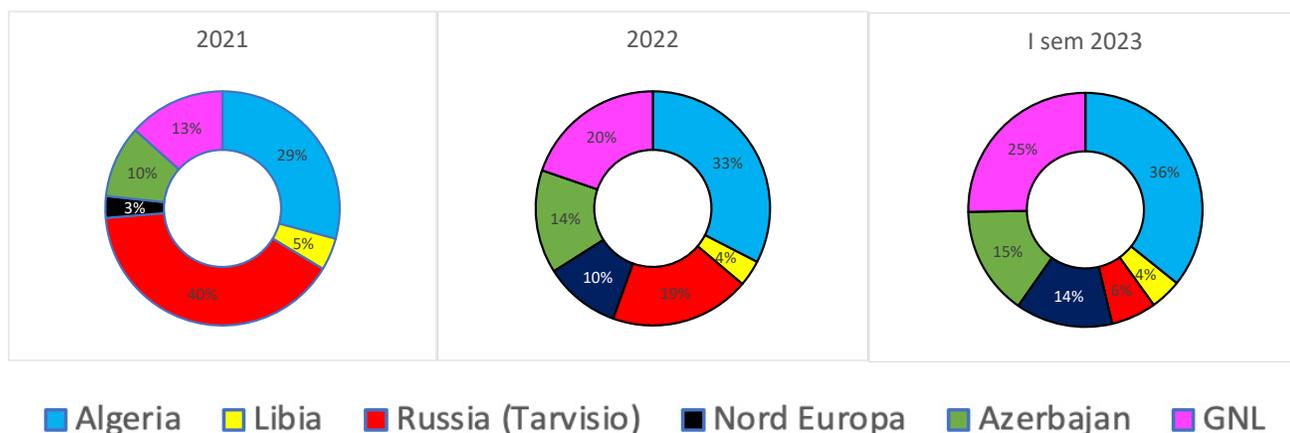
passata da primo fornitore ad una posizione sostanzialmente marginale nel portafoglio di approvvigionamento italiano.

Come è noto, il ricorso al GNL disponibile sul mercato internazionale ha costituito la via principale per far fronte all'ammanto di gas russo, accompagnato dalla programmazione di nuovi terminali di rigassificazione galleggianti. Nell'intero 2021 presso i tre terminali italiani (Rovigo, Livorno, Panigaglia) erano stati rigassificati circa 9,7 mld mc, pari al 13,3% delle importazioni totali. Nel 2022, sempre su base annua, i volumi sono aumentati a 14,3 mld mc, con un'incidenza sull'import salita al 20%¹³. Nei primi sei mesi del 2023, il peso del GNL è giunto al 25% circa¹⁴. L'aumento si è reso possibile anche a seguito della diminuita domanda dell'area asiatica, principale concorrente per l'Europa nell'approvvigionamento dei volumi di GNL sul mercato internazionale.

Il maggior utilizzo del gas via nave, seppur a prezzi molto elevati, aveva consentito nel corso dell'estate 2022 di recuperare il livello di riempimento dei siti di stoccaggio, che avevano terminato la stagione di erogazione al 30% e che sono poi giunti al 1° novembre al 95%. L'analisi delle fonti di provenienza nei primi tre mesi del 2023¹⁵ fa emergere il

progressivo aumento del ruolo degli Stati Uniti, diventati il secondo fornitore dopo il Qatar, nonché il contributo (oltre che di Algeria e Egitto) di altri esportatori come Guinea Equatoriale e Mozambico. Di rilievo anche le riesportazioni dai terminali spagnoli verso l'Italia, soprattutto dal porto di Barcellona.

Fig. 3. Composizione delle importazioni nazionali per tipologia e provenienza



Fonte: elaborazioni RIE su dati MASE e SNAM

Il nuovo rigassificatore galleggiante installato a Piombino della capacità di 5 mld mc/anno ha effettuato i test per l'immissione in rete verso fine maggio e il 7 luglio dovrebbe accogliere la metaniera algerina che trasporterà il primo carico da 170 mila mc in forma liquida, presumibilmente di origine nordafricana. L'avvio delle operazioni commerciali di Snam giungerà a pochi giorni dal rilascio da parte del Comitato Tecnico Regionale della Toscana del parere positivo che, di fatto, ha concluso l'iter autorizzativo del rigassificatore. Il secondo rigassificatore galleggiante a Ravenna dovrebbe entrare in esercizio nel corso del 2024. Nel frattempo sono stati autorizzati aumenti di capacità per il rigassificatore di Livorno, che passerà dagli attuali 3,75 mld mc annui a circa 5 mld mc, nonché per quello di Rovigo che aumenterà da 9 a 9,6 mld mc.

Relativamente al gas via condotta, nel primo semestre 2023 rispetto al corrispondente periodo del 2022 sono aumentati del 17% i volumi di gas all'entry point di Passo Gries provenienti dal Nord Europa, per un peso sulle importazioni complessive del 14% circa. Pressoché stabili i flussi dall'Algeria che però ha visto aumentare la sua incidenza sulle importazioni totali dal 29% del 2021 al 36%. Rispetto al primo semestre 2022 è leggermente diminuito il gas dall'Azerbaijan (-4%), ma la sua incidenza sull'import complessivo è del 15% rispetto al 10% del 2021 e al 14% del 2022.

La situazione degli stoccaggi

L'inverno scorso eccezionalmente mite e le misure di contenimento dei consumi hanno consentito un limitato ricorso agli stoccaggi: nei primi tre mesi dell'anno sono stati erogati dai siti 4,3 mld mc rispetto ad una media del quinquennio precedente di 6,9 mld mc. Ciò ha permesso di chiudere la stagione di erogazione al 31 marzo con un livello di riempimento del 59% in confronto al critico 30% del 2022 e ad una media quinquennale del 38,5%. Situazione che ha alleggerito le necessità di immissione: da aprile a fine giugno sono stati iniettati 4,4 mld mc, in confronto ad una media dell'ultimo quinquennio di circa 6 mld mc; nonostante le minori iniezioni, la situazione di partenza ha permesso a fine giugno il raggiungimento di un tasso di riempimento dell'82%, in confronto al 59% del 2022 e al 69% medio del quinquennio precedente. I minori volumi immessi negli ultimi tre mesi sono ascrivibili sia alla minore urgenza di riempire gli stoccaggi sia a un rallentamento dovuto alle politiche commerciali degli operatori che hanno attentamente seguito il trend di ribasso dei prezzi protrattosi sino ad inizio giugno. Proprio in quest'ottica, a fine maggio, Stogit ha consentito agli operatori di spostare dal mese di giugno a luglio-settembre una parte delle prestazioni di iniezione già prenotate¹⁶.

Le esportazioni

Un cenno meritano anche i volumi di gas entrati nel sistema di trasporto nazionale e poi riesportati all'estero, tendenza già manifestatasi soprattutto nell'ultima parte del 2022, quando la debolezza dei consumi interni e la disponibilità di offerta aveva consentito l'uscita di flussi dal sistema nazionale. Nel primo semestre del 2023, i dati SNAM segnalano esportazioni per 821 mil mc, a fronte di 343 mil mc nel 2022 e 179 ml mc nel 2021. I quantitativi del primo semestre risultano maggiori (1.050 mil mc) se si considerano in uscita, oltre ai fisici, anche i movimenti commerciali, che si possono verificare quando il totale delle nomine in uscita non supera quelle in entrata su un punto di interconnessione con l'estero e quindi non si realizza un flusso fisico di gas in uscita, ma un "mancato" ingresso in importazione¹⁷.

Prospettive ancora difficili

Il sistema gas nazionale (ed europeo) sta cercando di trovare nuovi equilibri. In continuità con l'anno precedente, la prima metà del 2023 ha registrato un forte ridimensionamento della domanda, che in un contesto critico lato offerta ha consentito di attraversare l'inverno senza particolari criticità. Ma la prossima stagione invernale potrebbe essere meno clemente di quella passata, condizionando l'entità del ricorso agli stoccaggi. Gli usi termoelettrici saranno sensibili anche alla produttività della

capacità rinnovabile elettrica e alle disponibilità del parco nucleare francese.

E soprattutto, il doveroso processo di sostituzione del gas russo rimane complesso e occorrerà ancora tempo per un riassetto dei mercati e per il consolidamento di una nuova "normalità". Il recente rimbalzo delle quotazioni a pronti e a termine, realizzatosi attraverso una forte volatilità giornaliera, è sintomo di un mercato nervoso e incerto, che reagisce con bruschi strappi a fattori congiunturali. Anche l'accresciuto peso del GNL nel portafoglio di approvvigionamento per sopperire al venir meno del gas russo via condotta conferisce flessibilità al sistema, ma può comportare maggiore instabilità nell'offerta e una più elevata volatilità dei prezzi, anche per la latente concorrenza asiatica in un mercato internazionale che nel breve-medio termine è destinato a rimanere corto. Un ulteriore fattore di incertezza è costituito dal concreto rischio di un mancato rinnovo nel 2024 dell'accordo per il contratto di transito del gas russo attraverso l'Ucraina, che priverebbe l'Europa anche degli ultimi "rivoli" di gas dalla Russia.

Occorrerà quindi completare il percorso intrapreso aumentando ulteriormente, in modo possibilmente stabile, i volumi dalle nuove fonti di approvvigionamento e rafforzando quelli da fornitori tradizionali, dato che nella transizione il gas costituirà ancora per lungo tempo una fonte indispensabile per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico europeo e nazionale.

¹ Fonte: MASE;

² È escluso il 2020, anno del lockdown per pandemia;

³ Elaborazioni RIE su dati SNAM;

⁴ Fonte: Terna;

⁵ Il 2022 ha visto un calo della produzione idroelettrica del 37,7% (fonte Terna);

⁶ Regolamento UE n. 2022/1369 del 5 agosto 2022;

⁷ Council of EU, [Member states agree to extend voluntary 15% gas demand reduction target](#), 28 marzo 2023. Secondo l'accordo fra gli Stati Membri, l'obiettivo è la riduzione dei consumi gas almeno del 15% per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 rispetto alla media dei consumi del quinquennio 1° aprile 2017 e 31 marzo 2022. Agli Stati spetta decidere con quali misure ottenere un tale risparmio;

⁸ Fonte GEFC: Gas exporting countries forum (GEFC) è l'organizzazione che raggruppa i principali produttori di gas a livello mondiale;

⁹ Per i Paesi Bassi il dato è Eurostat;

¹⁰ Eurostat, [EU gas consumption decreased by 17.7%](#), 19 aprile 2023;

¹¹ Fanno eccezione: Irlanda (-0,2%), Slovacchia (-1,0%), Spagna (-10,8%), Polonia (-12,5%), Slovenia (-13,8%) e Belgio (-14,5%);

¹² In EU, per es. secondo i dati Fraunhofer, eolico, fotovoltaico e idroelettrico hanno coperto uno share di circa 39% del mix di generazione elettrica vs un 34% del primo semestre 2022;

¹³ Fonte MASE;

¹⁴ Fonte SNAM;

¹⁵ Elaborazioni su dati Eurostat;

¹⁶ Staffetta Quotidiana, Stoccaggio, gli shipper potranno avere più capacità di iniezione a luglio-settembre, 29 maggio 2023;

¹⁷ Staffetta Quotidiana, [Gas, in forte aumento l'export italiano nel 2022](#), 23 dicembre 2022;

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 247/2023/R/eel del 6 giugno 2023 | "Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210" | pubblicata in data 9 giugno 2023 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 247/2023/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico di cui all'art. 18 del Decreto legislativo n. 210 dell'8 novembre 2021¹, introdotto al fine di assicurare al sistema elettrico italiano un'adeguata capacità di stoccaggio elettrico funzionale al raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari di decarbonizzazione.

In sintesi, tale sistema prevede che Terna S.p.A. - gestore della rete elettrica nazionale - approvvigioni capacità di stoccaggio elettrico tramite specifiche procedure concorsuali, adottando un approccio per contingenti incrementali², e che, in esito alle stesse, stipuli con gli operatori assegnatari contratti standard che tengano conto delle caratteristiche tecniche di ciascuna tecnologia. Ai fini dell'utilizzo sui mercati dell'energia della capacità di stoccaggio contrattualizzata, l'ARERA ha inoltre previsto che tale capacità sia resa disponibile agli operatori attraverso un'apposita piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), funzionale alla negoziazione, attraverso aste competitive, delle diverse categorie di contratti standard definiti da Terna³. Al riguardo, si rappresenta che le regole di funzionamento di tale piattaforma dovranno essere disciplinate dal GME in un apposito regolamento, tenendo conto dei criteri e delle condizioni definiti nella Deliberazione in oggetto. Dette regole verranno sottoposte dal GME a consultazione pubblica per almeno 30 giorni, prima della trasmissione al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per la relativa approvazione, ai sensi di quanto previsto dall'art. 18, comma 8, del D.lgs. 210/2021.

Comunicato del GME | "Proroga del periodo transitorio di applicazione del sistema di "split payment"" | pubblicato in data 30 giugno 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che la Commissione europea, in data 26 giugno u.s., ha proposto al Consiglio UE la proroga al 30 giugno 2026 del termine del

periodo transitorio di applicazione del sistema di liquidazione dell'IVA denominato split payment, applicabile ai soggetti passivi IVA residenti/stabiliti in Italia.

Al riguardo, il GME ha altresì specificato che, fatte salve diverse indicazioni da parte delle istituzioni competenti, lo "split payment" cesserà invece di avere applicazione dal 1° luglio 2025, limitatamente alle cessioni di beni e servizi effettuate nei confronti degli operatori italiani inclusi nell'indice FTSE MIB di Borsa Italiana.

Nelle more dell'approvazione della predetta proposta da parte del Consiglio europeo - al fine di preservare l'operatività dei mercati/piattaforme gestiti dal GME da repentine modifiche del trattamento IVA in un orizzonte temporale limitato - lo split payment continuerà pertanto ad essere applicato, senza soluzione di continuità, anche successivamente al 30 giugno 2023:

- per le cessioni di beni e servizi effettuate dagli operatori nei confronti del GME, per le quali quest'ultimo non è debitore di imposta;
- per le cessioni di beni e servizi effettuate dal GME nei confronti degli operatori italiani, per le quali gli stessi non sono debitori di imposta.

Il GME ha altresì informato gli operatori che di tale adeguamento normativo si terrà conto anche ai fini del calcolo dell'esposizione nell'ambito del sistema di garanzie del gestore medesimo, con riferimento a tutte le operazioni concluse anticipatamente al 1° luglio u.s. ma che saranno oggetto di regolazione finanziaria a partire da tale data.

RIGASSIFICAZIONE

Comunicato del GME | "Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR): aggiornamento DTF n. 13 PAR | pubblicato il 20 giugno 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota agli operatori la pubblicazione, sul proprio sito internet, della versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) 13 PAR, che sostituisce integralmente la versione precedentemente pubblicata.

In particolare, la richiamata DTF è stata adeguata, con esclusivo riferimento al comparto dedicato all'impresa di rigassificazione "OLT Offshore LNG Toscana", al fine di disciplinare l'inclusione sia dei conferimenti di capacità annuale e pluriennale SENZA manifestazione di interesse, che di quelli CON manifestazione di interesse.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III QUADRIMESTRE 2023” | pubblicato in data 26 giugno 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1° e il 22 agosto 2023, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati) dovranno

inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo settembre-dicembre 2023. Con medesimo comunicato il GME ha altresì ricordato che saranno esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁴. È stato inoltre rinnovato l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di poter assolvere all'obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

¹ Decreto legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 recante “Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE” (Cfr. Newsletter 155 - gennaio 2022);

² Tale approccio è finalizzato a garantire la disponibilità, nei diversi periodi futuri, di quantità predefinite di risorse di stoccaggio elettrico;

³ Contratti c.d. di time shifting;

⁴ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

Gli appuntamenti

19 luglio

REPowerEU nel PNRR: le opportunità per le reti elettriche

Webinar

Organizzato da Elettricità Futura e CESI

<https://www.elettricitafutura.it>

18-19 luglio

Future of Energy with Science and Technology

Delhi, India

Organizzato da Institute for Technological Excellence

<https://www.futureofenergy.in>

20 luglio

Coal and the Future of Energy

Brisbane, Australia

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

20-22 luglio

International Conference on Green Energy and Power Engineering

Singapore

Organizzato da Eskisehir Technical University, Turkey

<http://www.gepe.net>

21-23 luglio

International Conference on Environment, Energy and Biotechnology

Evento online e in presenza

Jeju, Sud Corea

Organizzato da Jeju National University

<http://www.iceeb.org>

21-23 luglio

International Conference on Green Energy and Environment Engineering

Jeju, Corea

Organizzato da Jeju National University

<http://www.cgjee.net>

21-23 luglio

International Conference on Power and Smart Grid

Chengdu, Cina

Organizzato da ICPSG

<http://www.icpsg.org>

27-30 luglio

International Conference on Power and Energy Technology

Evento online e in presenza

Tianjin, Cina

Organizzato da Ieee

<http://icpet.org>

1-2 agosto

International Conference on Sustainable Energy Blockchain and Cryptocurrency

Evento online

Organizzato da SEBC

<https://gsusi.com>

13-15 agosto

International Conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada

Organizzato da Ontario Tech University

<http://www.ieee-sege.com>

17-19 agosto

International Conference on Green Energy Technologies

Frankfurt, Germania

Organizzato da ICGET

<http://www.icget.org>

18-20 agosto

International Conference on Power, Electrical and Communication Engineering

Dalian, Liaoning, Cina

Organizzato da Cpece

<http://www.cpece.net>

21-22 agosto

International Conference on Environmental Sustainability and Climate Change

Philadelphia, PA, Usa

Organizzato da Crg

<https://crgconferences.com/environmental>

23-25 agosto

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Brest, Francia

Organizzato da Université de Brest

<http://reee.net>

25-27 agosto

International Conference on Power Systems and Electrical Technology

Milano, Italia

Organizzato da Pset

<http://www.pset.org>

26-28 agosto

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Ankara, Turchia

Organizzato da Cgee

<http://www.cgee.org>

18-22 settembre

European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

Lisbona, Portogallo

Organizzato da WIP Renewable Energies

<https://www.eupvsec.org/index.php>

12 ottobre

Renewable Hydrogen Summit

Bruxelles, Belgio

Organizzato dalla Renewable H2 Coalition

<https://renewableh2.eu/summit>

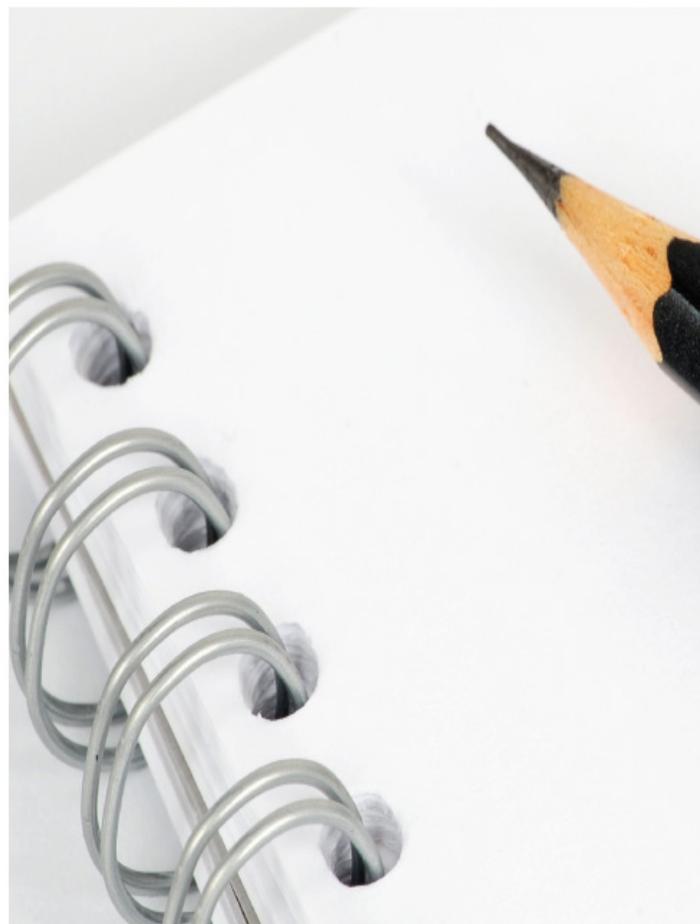
7-8 novembre

Stati generali della green economy 2023

Roma, Italia

Organizzato da Comitato Italy for Climate

<https://italyforclimate.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.