



n. 168 MARZO '23

APPROFONDIMENTI

SCENARI GAS PER L'EUROPA: L'INVERNO 2023/2024 E LE INCERTEZZE CHE PERSISTONO NEL MERCATO

di Francesco Sassi - RIE

Mai come nel corso dell'ultimo anno, il mercato europeo del gas naturale ha vissuto un clima di tale incertezza. Rispetto i picchi di prezzi registratisi la scorsa estate, nel pieno della crisi tra UE e Russia sulle forniture di gas, lo scenario di queste settimane appare ribaltato. I prezzi odierni, attestatisi attorno la cifra simbolica di 50€/MWh, rivelano un mutato quadro del bilanciamento tra domanda e offerta nel nostro continente. Allo stesso modo, essi sono supportati da uno scenario maggiormente positivo per quanto riguarda la disponibilità di gas naturale, e in particolare di GNL. Eppure, il direttore dell'International Energy Agency (IEA), Faith Birol, ha recentemente invitato i governi europei a rimanere focalizzati su due obiettivi principali: risparmio energetico e incremento dell'offerta. La Federazione Russa ha infatti "giocato la carta energetica" ma senza vincere la partita. Questo però non significa che: "l'Europa abbia già vinto la battaglia energetica." Il meteo ci ha concesso tempo

aggiuntivo, una risorsa "vitale" in questa fase, per preparare meglio lo scontro. Detto ciò, la qualità delle iniziative politiche governative è sempre più centrale, specialmente durante tempi di crisi come quelli odierni. Per il direttore di IEA, rimane "molto altro da fare" e in previsione del prossimo rischioso inverno 2023/2024, l'UE deve ulteriormente intensificare i propri sforzi senza essere "troppo sicura di sé".

In questo articolo verranno analizzati gli scenari potenziali per la sicurezza energetica europea guardando al prossimo inverno. Il focus sarà sul bilanciamento tra domanda e offerta di gas naturale e le maggiori iniziative di politica energetica in discussione e/o già approvate sul tema a livello comunitario. Inoltre, verrà indagata l'evoluzione possibile del contesto mondiale, divenuto critico per ristabilire un equilibrio tra domanda e offerta, massicciamente esposto all'influenza di eventi e dinamiche geopolitiche esterne al contesto dei mercati energetici.

continua a pagina 26

Monitoraggio costante ai mercati

Scarica la GME APP

Available on the
Google Play

Download on the
App Store

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2023

- Mercato elettrico Italia
pag 2
- Mercato gas Italia
pag 13
- Mercati energetici Europa
pag 18
- Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Scenari gas per l'Europa: l'inverno 2023/2024 e le incertezze che persistono nel mercato
di Francesco Sassi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Prosegue, anche nel secondo mese dell'anno, il calo del Pun (161,07 €/MWh) che resta ai minimi da ottobre 2021, riducendo il suo differenziale con le quotazioni registrate sulle principali borse elettriche europee.

La dinamica del Pun si realizza in corrispondenza di prezzi del gas in ulteriore flessione, oltre che di livelli ancora elevati di import netto e acquisti ai minimi per febbraio ma in ulteriore aumento stagionale (MGP: 22,7 TWh, liquidità del mercato: 72,0%) e minori volumi idrici ed eolici. A livello

zonale i prezzi di vendita si allineano a 158/162 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,0 TWh (-6,1% su gennaio), di cui 0,4 GWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano oltre 242 mila abbinamenti. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Marzo 2023 chiude il mese ad un prezzo di 164,16 €/MWh. Ancora in debole calo mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun, a 161,07 €/MWh, registra ancora una riduzione che riflette prevalentemente il calo dei costi del gas al PSV ai minimi da settembre 2021 (57 €/MWh). In presenza di bassi volumi idrici ed eolici, concorrono alla flessione del Pun acquisti nazionali ai minimi per febbraio, anche in virtù di un clima mite, e importazioni nette mai così elevate in media oraria (oltre 7,0 GWh), per effetto sia

di un innalzamento della NTC sulla frontiera francese che di un livello di prezzi esteri che, seppur stabili o in aumento mensile, si mantengono mediamente inferiori al riferimento italiano (Francia: 149 €/MWh).

Prezzi in riduzione in tutti i gruppi di ore, più intensa nei festivi, per un rapporto picco/baseload a 1,10 (Grafico 1 e Tabella 1).

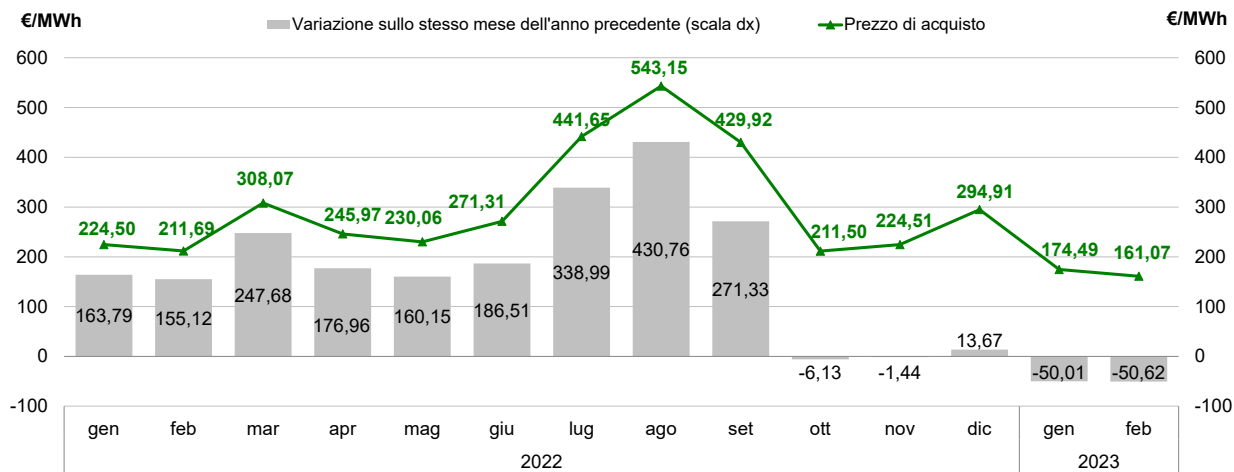
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	161,07	211,69	-50,62	-23,9%	24.297	-6,5%	33.746	-3,5%	72,0%	74,3%
<i>Picco</i>	177,35	228,11	-50,76	-22,3%	29.116	-9,1%	40.954	-3,4%	71,1%	75,5%
<i>Fuori picco</i>	152,02	202,57	-50,54	-25,0%	21.620	-4,5%	29.741	-3,6%	72,7%	73,4%
<i>Minimo orario</i>	62,46	153,76			15.605		21.612		64,3%	64,3%
<i>Massimo orario</i>	272,16	349,00			32.187		44.892		80,0%	83,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



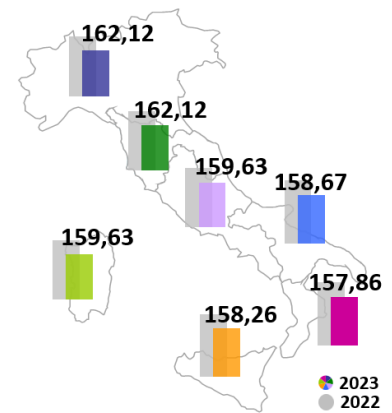
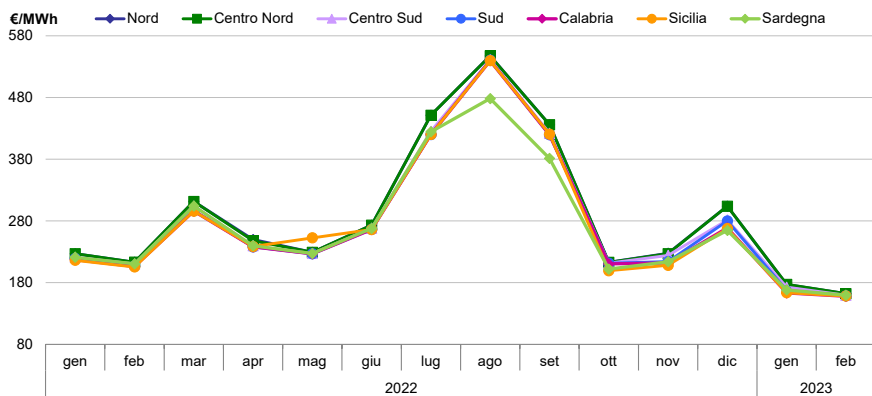
I PREZZI ZONALI

Prezzi allineati a 158/162 €/MWh e ai minimi dall'autunno 2021 anche a livello zonale, in corrispondenza soprattutto di

un allargamento del limite sul transito SUD-CSUD e di una decisa riduzione dei volumi eolici al meridione (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pur su livelli molto bassi per febbraio, registra ancora un rialzo mensile, attestandosi a 22,7 TWh. La crescita risulta più debole sulla componente scambiata direttamente sulla borsa del GME (16,3 TWh) che sulle

movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (6,3 TWh), determinando un lieve movimento al ribasso della liquidità del mercato che, al 72,0% si conferma comunque sui valori più alti da luglio (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.327.763	-6,5%	72,0%
Operatori	9.816.705	-17,8%	43,3%
GSE	1.496.910	+1,4%	6,6%
Zone estere	5.001.775	+23,5%	22,1%
Saldo programmi PCE	12.373	-	0,1%
PCE (incluso MTE)	6.349.476	+5,1%	28,0%
Zone estere	6.690	-77,9%	0,0%
Zone nazionali	6.355.159	+5,8%	28,0%
Saldo programmi PCE	-12.373		
VOLUMI VENDUTI	22.677.239	-3,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.399.681	-14,3%	
OFFERTA TOTALE	37.076.920	-8,0%	

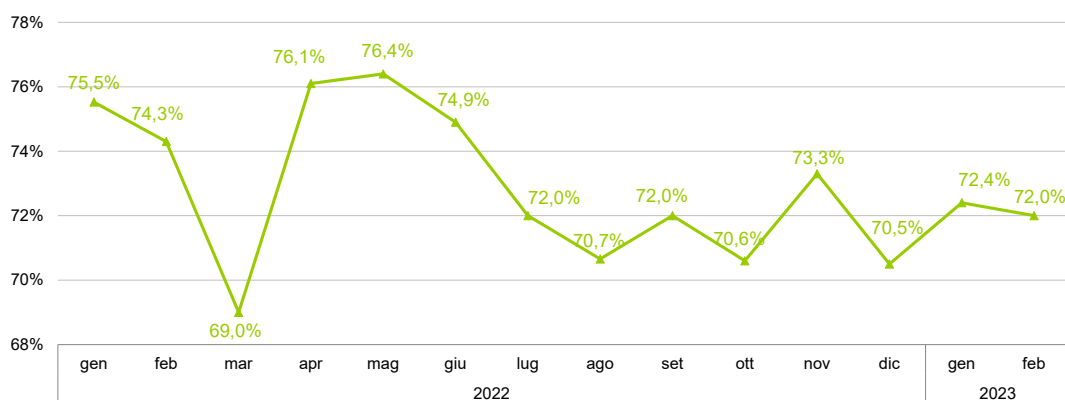
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.327.763	-6,5%	72,0%
Acquirente Unico	1.776.693	-40,8%	7,8%
Altri operatori	12.703.930	+4,2%	56,0%
Pompaggi	10.484	+6,3%	0,0%
Zone estere	291.142	-49,5%	1,3%
Saldo programmi PCE	1.545.514	-8,7%	6,8%
PCE (incluso MTE)	6.349.476	+5,1%	28,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.894.990	+2,1%	34,8%
Saldo programmi PCE	-1.545.514		
VOLUMI ACQUISTATI	22.677.239	-3,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	842.446	+52,7%	
DOMANDA TOTALE	23.519.685	-2,2%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



In diffusa crescita mensile gli acquisti nazionali, a 22,4 TWh, mentre scendono su tutte le frontiere gli acquisti esteri (esportazioni), complessivamente pari a 0,3 TWh. L'aumento mensile degli acquisti appare soddisfatto in parte dall'incremento delle vendite nazionali, a

17,7 TWh (comunque ai minimi storici per il mese di febbraio) e soprattutto dal rialzo delle importazioni, a 5,0 TWh (massimo storico in media oraria per il mese di febbraio), in aumento su tutte le frontiere in coupling (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	15.335.797	22.821	-13,0%	7.967.859	11.857	-14,9%	12.713.779	18.919	-3,4%
Centro Nord	1.438.130	2.140	+4,4%	1.182.770	1.760	+5,0%	1.943.531	2.892	-2,1%
Centro Sud	5.041.915	7.503	-16,2%	2.309.987	3.437	-11,4%	3.946.259	5.872	-0,5%
Sud	4.294.398	6.390	-3,9%	2.771.341	4.124	-10,3%	1.379.060	2.052	-1,0%
Calabria	2.300.911	3.424	-16,7%	1.011.190	1.505	-25,0%	431.422	642	-1,4%
Sicilia	2.437.198	3.627	-5,8%	1.448.258	2.155	+33,4%	1.308.092	1.947	-3,5%
Sardegna	1.106.107	1.646	-6,0%	977.364	1.454	+20,6%	663.953	988	+5,0%
Totale nazionale	31.954.456	47.551	-11,3%	17.668.770	26.293	-9,1%	22.386.097	33.313	-2,4%
Esteri	5.122.464	7.623	+19,4%	5.008.469	7.453	+22,8%	291.142	433	-49,5%
Sistema Italia	37.076.920	55.174	-8,0%	22.677.239	33.746	-3,5%	22.677.239	33.746	-3,5%

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

LE FONTI

Sostengono la crescita mensile delle vendite nazionali gli impianti a ciclo combinato, mentre si riducono i volumi del carbone, in presenza di indisponibilità di capacità dichiarate dagli operatori, e le vendite rinnovabili, tra le quali l'aumento del solare non riesce a compensare la contrazione degli impianti eolici e idrici,

questi ultimi in diminuzione anche rispetto ai già bassi livelli degli ultimi mesi. In virtù delle suddette variazioni, cresce, pertanto, la quota di mercato del gas (47,8%) e del solare (8,5%), mentre si riducono quelle del carbone (11,3%), dell'eolico (9,1%) e dell'idrico (11,4%) (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	9.063	-17,1%	755	+11,6%	1.932	-19,0%	2.440	-2,6%	1.091	-26,8%	1.574	+91,2%	1.127	+46,9%	17.982	-8,1%
Gas	7.413	-22,9%	655	+5,2%	762	-36,5%	1.228	-21,7%	1.038	-22,9%	919	+19,3%	544	+76,6%	12.558	-18,6%
Carbone	678	+65,1%	-	-	882	-3,2%	883	+7,6%	0	-	-	-	520	+28,3%	2.963	+16,3%
Altre	972	+7,9%	101	+86,0%	289	+5,1%	329	+181,4%	53	-63,0%	655	+1138,3%	63	+17,0%	2.461	+54,1%
Fonti rinnovabili	2.762	-6,2%	1.005	+0,5%	1.477	-1,0%	1.684	-19,5%	414	-20,0%	581	-26,4%	327	-25,5%	8.250	-11,1%
Idraulica	1.461	-12,0%	177	+11,1%	681	+16,9%	401	-4,2%	77	-	126	-30,6%	86	+27,5%	3.009	-5,6%
Geotermica	-	-	619	-4,5%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	619	-4,5%
Eolica	29	+28,2%	29	+1,7%	498	-20,1%	1.042	-26,4%	281	-17,8%	358	-29,9%	157	-44,5%	2.394	-25,8%
Solare e altre	1.273	+0,7%	179	+9,6%	298	+4,0%	241	-6,0%	57	-2,8%	97	+0,2%	84	-4,8%	2.228	+0,7%
Pompaggio	32	-44,1%	-	-	29	+1467,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	61	-2,2%
Totale	11.857	-14,9%	1.760	+5,0%	3.437	-11,4%	4.124	-10,3%	1.505	-25,0%	2.155	+33,4%	1.454	+20,6%	26.293	-9,1%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

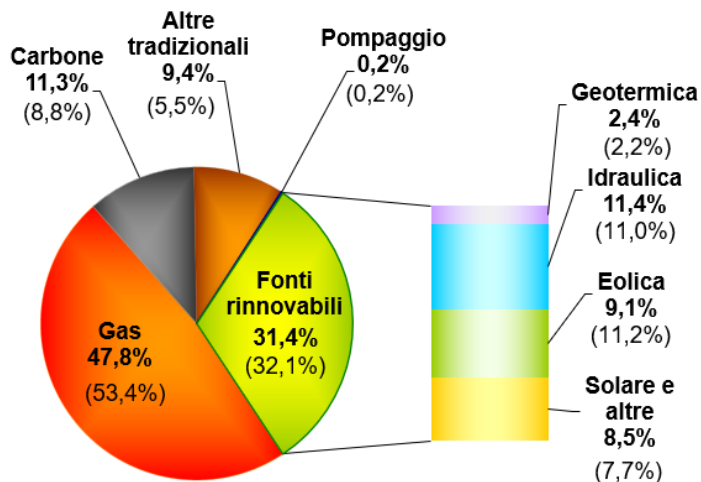
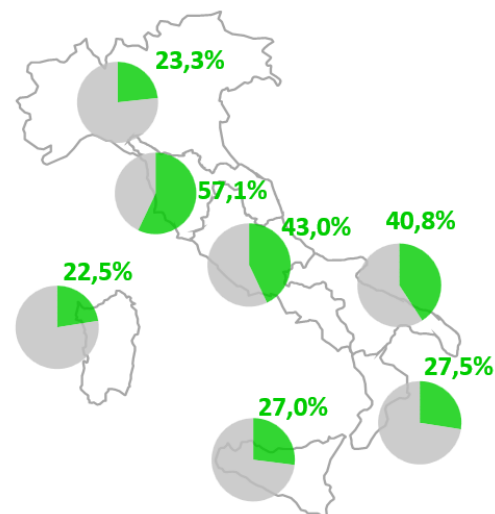


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

Resta su uno dei livelli più elevati di sempre l'import netto dell'Italia, a 4,8 TWh (+9,3% su gennaio e massimo storico in media oraria). La crescita interessa tutte le frontiere in coupling, in particolare quella francese, anche in virtù di un

innalzamento della NTC, e quella greca prevalentemente per una riduzione delle ore in cui il prezzo ellenico è risultato superiore a quello del Sud (19%, -27 p.p.) (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*	2.018.528 (1.699.817)	99,4% (98,1%)	0,6% (1,9%)	- (-)	61,0% (68,5%)	- (0,3%)	3.478 (2.895)	2.019.361 (1.707.325)	2.019.361 (1.677.085)	1.480 (1.111)	833 (7.508)	833 (7.508)
Italia - Svizzera	1.880.110 (1.429.795)	100,0% (99,1%)	- (0,9%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.835 (3.811)	1.911.386 (1.572.211)	n/a n/a	2.954 (2.758)	31.276 (142.416)	n/a n/a
Italia - Austria*	181.734 (198.149)	93,8% (98,1%)	5,4% (0,9%)	0,8% (1,0%)	90,5% (96,6%)	4,0% (0,9%)	300 (304)	185.661 (198.794)	185.661 (198.794)	119 (119)	3.927 (645)	3.927 (645)
Italia - Slovenia*	370.608 (301.273)	92,6% (90,5%)	6,4% (7,7%)	1,0% (1,8%)	80,7% (46,4%)	2,2% (1,0%)	659 (675)	387.759 (316.124)	387.759 (316.124)	669 (669)	17.151 (14.851)	17.151 (14.851)
Italia - Montenegro	350.536 (96.868)	99,3% (65,8%)	0,3% (34,2%)	0,4% (-)	33,9% (12,5%)	- (-)	599 (638)	358.892 (216.862)	n/a n/a	691 (651)	8.356 (119.994)	n/a n/a
Italia - Grecia	48.212 (-114.650)	58,0% (31,7%)	42,0% (68,3%)	- (-)	- (-)	- (-)	525 (525)	145.407 (68.503)	145.407 (68.503)	525 (525)	97.195 (183.153)	97.195 (183.153)
Italia - Malta	-44.086 (-47.560)	- (-)	79,3% (92,7%)	20,7% (7,3%)	- (-)	3,9% (-)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	44.086 (47.560)	n/a n/a
TOTALE**	4.805.641 (3.563.692)							5.008.465 (4.079.819)	2.738.188 (2.260.506)		202.824 (516.127)	119.106 (206.157)

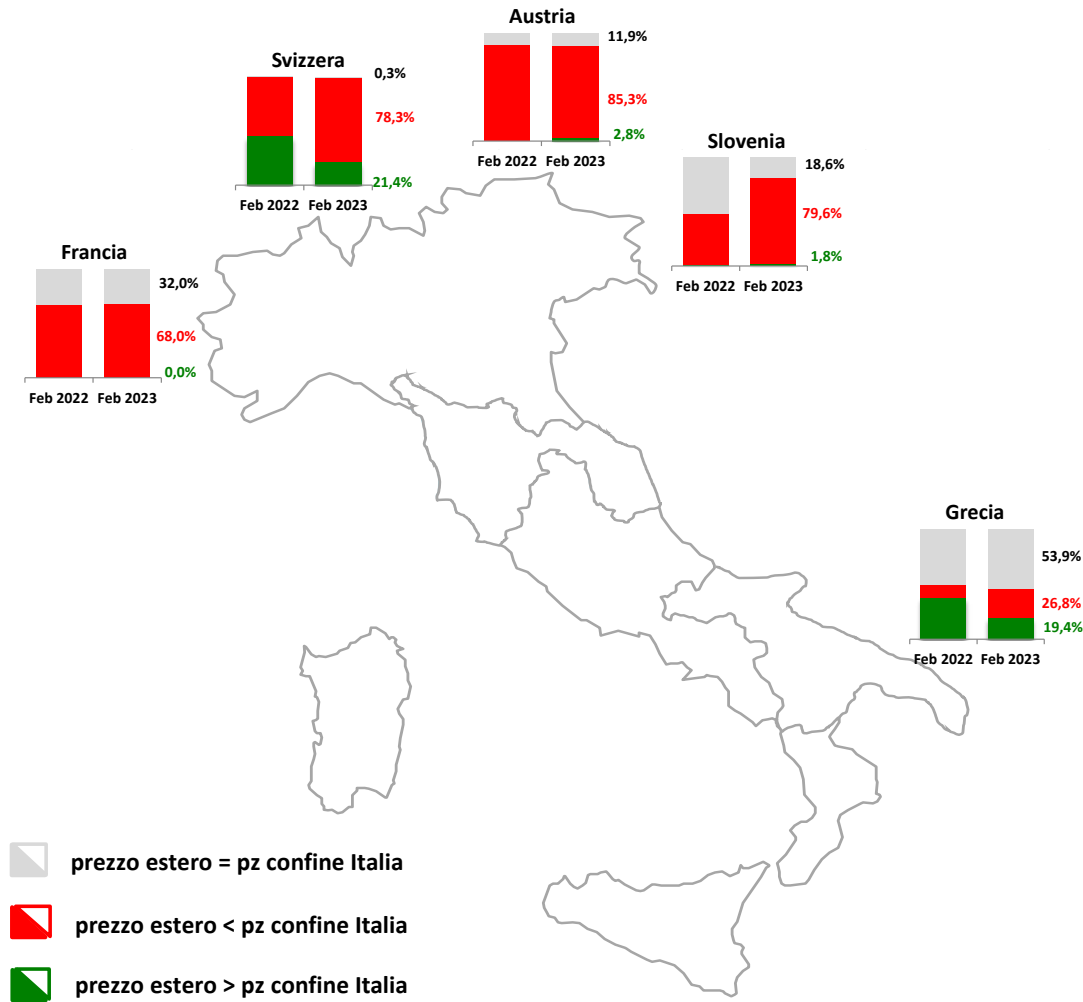
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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)

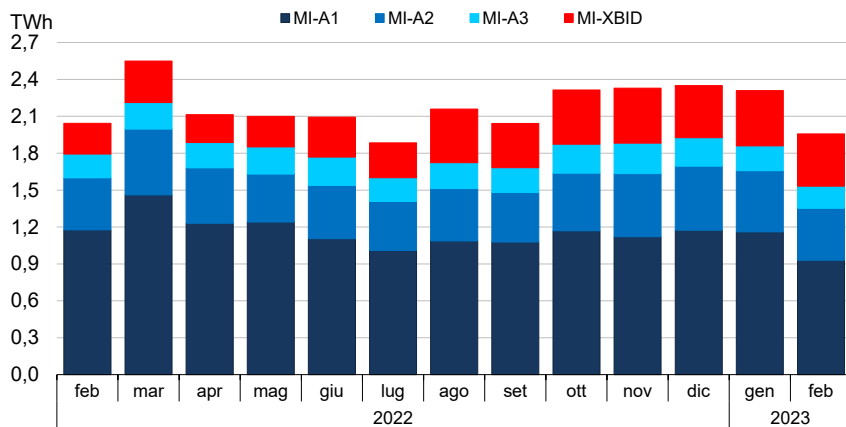
A febbraio i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,0 TWh (-6,1% su gennaio). La riduzione interessa i mercati in asta, su cui tuttavia rimane concentrata la gran parte degli scambi (1,5 TWh, di cui 0,9 TWh sul MI-A1), mentre prosegue l'aumento dei volumi su XBID (425,6 GWh), dove si osserva un numero di abbinamenti ai massimi di oltre 242 mila. Circa il 90% degli scambi XBID risulta ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e oltre due terzi ha avuto una controparte estera, con finalità prevalente in import; si attesta invece al 26% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 7% quella relativa

agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

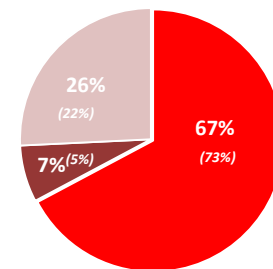
Anche sul MI i prezzi restano in riduzione, attestandosi a 159/160 €/MWh su MI1 e MI2 e a 165/166 €/MWh su MI3 e XBID, e allineati o inferiori ai corrispondenti valori del MGP nei mercati in asta e superiori su XBID (+2,5%). Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni generalmente più elevate nelle zone centro-settentrionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9). Registrati su XBID, nei primi giorni del mese al meridione e in Sicilia, abbinamenti a prezzi negativi, con minimi al Sud e in Calabria a -95 €/MWh.

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	406.944	-34,5%	117.580	-3,9%	51.215	-9,5%	575.739	-28,1%	83.878	58,0%	659.617	-22,7%
Centro Nord	71.973	18,0%	29.161	65,6%	11.979	37,1%	113.113	29,5%	23.701	49,0%	136.814	32,5%
Centro Sud	140.507	0,7%	70.280	1,2%	32.299	44,3%	243.086	5,1%	62.418	96,2%	305.504	16,1%
Sud	128.666	-16,2%	87.077	8,9%	34.390	-26,2%	250.133	-10,7%	59.459	37,2%	309.592	-4,3%
Calabria	13.424	-52,5%	11.282	-12,6%	5.422	-33,8%	30.128	-39,0%	7.360	0,5%	37.488	-33,9%
Sicilia	72.644	-18,2%	24.102	7,8%	15.787	-13,7%	112.533	-13,1%	11.394	28,4%	123.927	-10,4%
Sardegna	20.747	-32,0%	24.504	60,8%	13.386	42,0%	58.637	6,2%	12.114	41,5%	70.751	11,0%
Esteri	74.354	40,0%	58.804	-29,7%	15.015	-34,2%	148.173	-7,1%	165.297	104,0%	313.470	30,3%
Totale	929.259	-21,0%	422.792	-0,2%	179.492	-7,0%	1.531.543	-14,6%	425.619	70,3%	1.957.162	-4,2%

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	446.137	-28,5%	121.875	-24,8%	59.077	8,1%	627.089	-25,4%	103.255	98,7%	730.344	-18,1%
Centro Nord	81.775	176,7%	15.034	14,0%	6.393	-0,5%	103.202	109,9%	17.320	40,1%	120.522	95,9%
Centro Sud	127.659	-40,1%	53.366	-12,8%	26.249	4,0%	207.274	-30,8%	38.692	125,7%	245.966	-22,3%
Sud	83.211	-40,1%	71.262	1,3%	27.947	-28,4%	182.419	-26,5%	67.048	101,9%	249.467	-11,4%
Calabria	21.461	-10,5%	23.365	64,3%	7.497	-8,5%	52.323	12,8%	8.954	121,4%	61.277	21,5%
Sicilia	129.311	75,6%	37.550	6,3%	11.934	-39,9%	178.795	38,8%	15.638	37,2%	194.433	38,7%
Sardegna	10.157	-21,7%	16.841	39,4%	5.968	-36,4%	32.966	-4,2%	7.597	18,7%	40.563	-0,6%
Esteri	29.550	-51,2%	83.498	51,6%	34.426	13,8%	147.474	1,1%	167.116	47,3%	314.590	21,3%
Totale	929.259	-21,0%	422.792	-0,2%	179.492	-7,0%	1.531.543	-14,6%	425.619	70,3%	1.957.162	-4,2%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

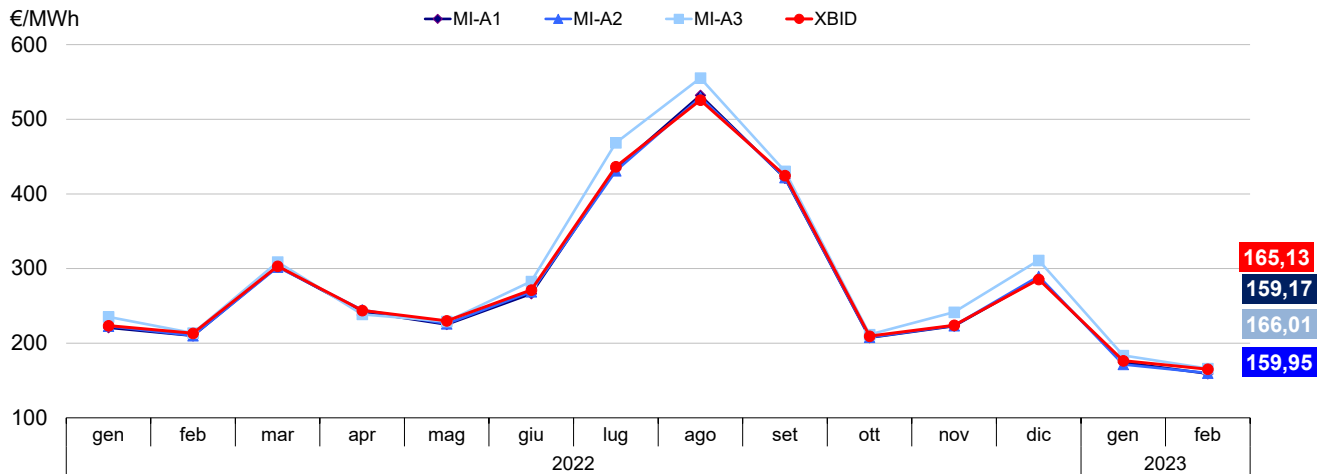


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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 %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	162,12	166,70	161,31 (-0,5%)	-24,1%	161,99 (-0,1%)	-23,9%	166,99 (+0,2%)	-22,6%	166,23 (+2,5%)	-22,0%
Centro Nord	162,12	166,70	161,31 (-0,5%)	-24,1%	161,99 (-0,1%)	-23,9%	166,88 (+0,1%)	-22,6%	168,53 (+4,0%)	-23,0%
Centro Sud	159,63	164,78	158,36 (-0,8%)	-24,0%	159,45 (-0,1%)	-23,7%	166,10 (+0,8%)	-22,1%	164,32 (+2,9%)	-22,8%
Sud	158,67	164,18	156,87 (-1,1%)	-23,8%	158,13 (-0,3%)	-23,4%	164,00 (-0,1%)	-22,5%	162,25 (+2,3%)	-22,9%
Calabria	157,86	164,09	156,12 (-1,1%)	-23,9%	157,30 (-0,4%)	-23,3%	163,93 (-0,1%)	-22,3%	160,73 (+1,8%)	-22,4%
Sicilia	158,26	165,14	156,38 (-1,2%)	-23,9%	157,62 (-0,4%)	-23,0%	165,85 (+0,4%)	-21,7%	160,60 (+1,5%)	-22,6%
Sardegna	159,63	164,78	158,36 (-0,8%)	-24,0%	159,45 (-0,1%)	-23,7%	166,09 (+0,8%)	-22,1%	164,51 (+3,1%)	-22,0%

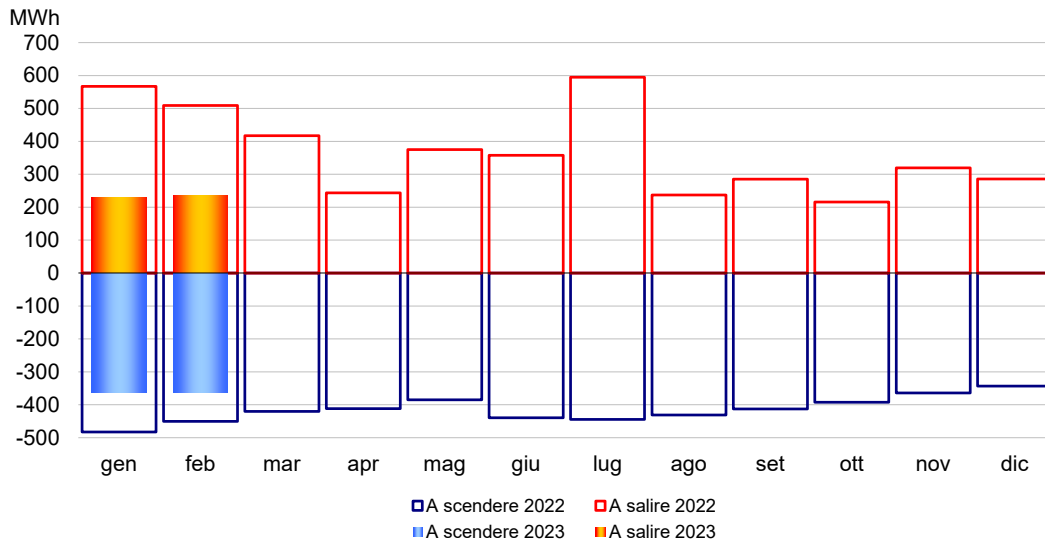
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Restano esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire a 0,2 TWh e le sue vendite a 0,2 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

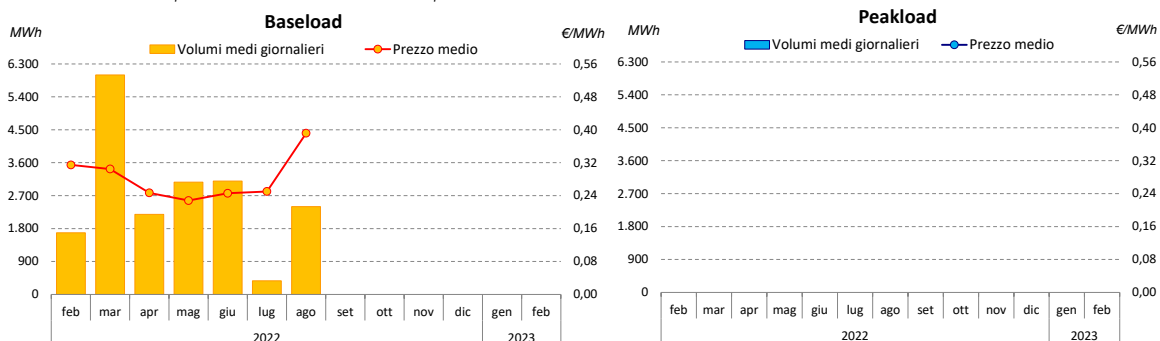
A febbraio non si sono registrati scambi sul MPEG.

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	- (11)	0/28 8/28	- (0,31)	- (0,25)	- (0,40)	- (13.488)	- (1.686)
Peakload	- (-)	0/20 0/20	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	- (11)					- (13.488)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nessuno scambio nel MTE, con prezzi di controllo stabili o in riduzione, e il prodotto Marzo 2023 che chiude il periodo di contrattazione a 164,16 €/MWh sul baseload e a 177,63 €/

MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 6,7 GWh. La posizione aperta complessiva a fine mese si attesta a 15,3 GWh (-30,4% su gennaio) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

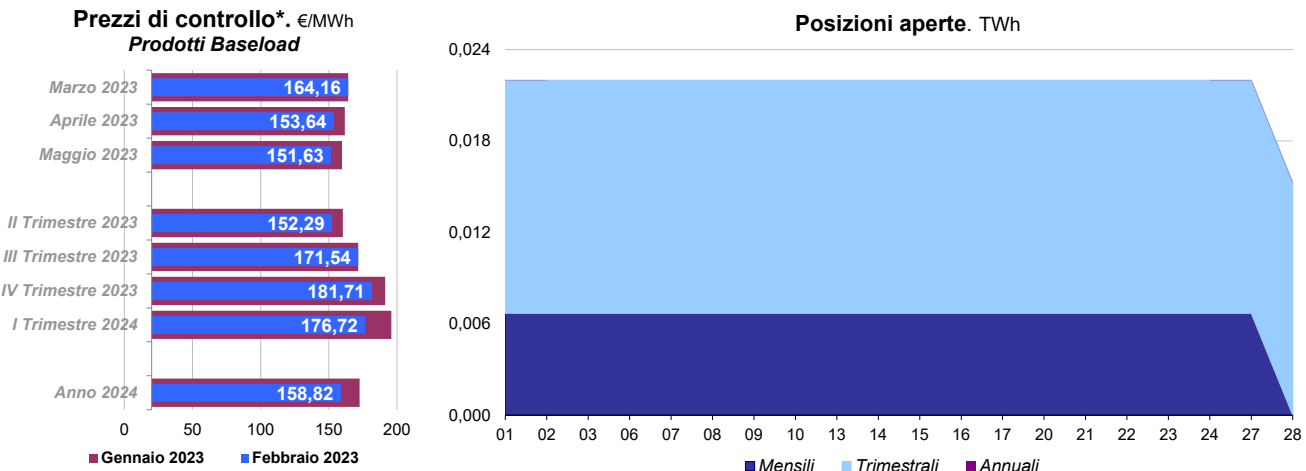
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Marzo 2023	164,16	+0,0%	-	-	-	-	-	9	6.687
Aprile 2023	153,64	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2023	151,63	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2023	151,62	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	152,29	-5,0%	-	-	-	-	-	7	15.288
III Trimestre 2023	171,54	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	181,71	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	176,72	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	158,82	-8,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									15.288

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Marzo 2023	177,63	+0,4%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2023	160,88	-4,6%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2023	162,59	-4,6%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2023	170,29	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	164,67	-4,6%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	189,44	+0,4%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	220,61	-4,6%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	195,94	-10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	174,87	-8,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									-
TOTALE									15.288

* 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 febbraio si attestano a 17,7 TWh, con una posizione netta in esito alle stesse pari a 11,0 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, appare

sostanzialmente stabile su gennaio e pari a 1,61 (Grafico 10). Quanto ai programmi registrati, ammontano a 6,4 TWh nei conti in immissione e a 7,9 TWh in quelli in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 4,7 TWh e 3,1 TWh.

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

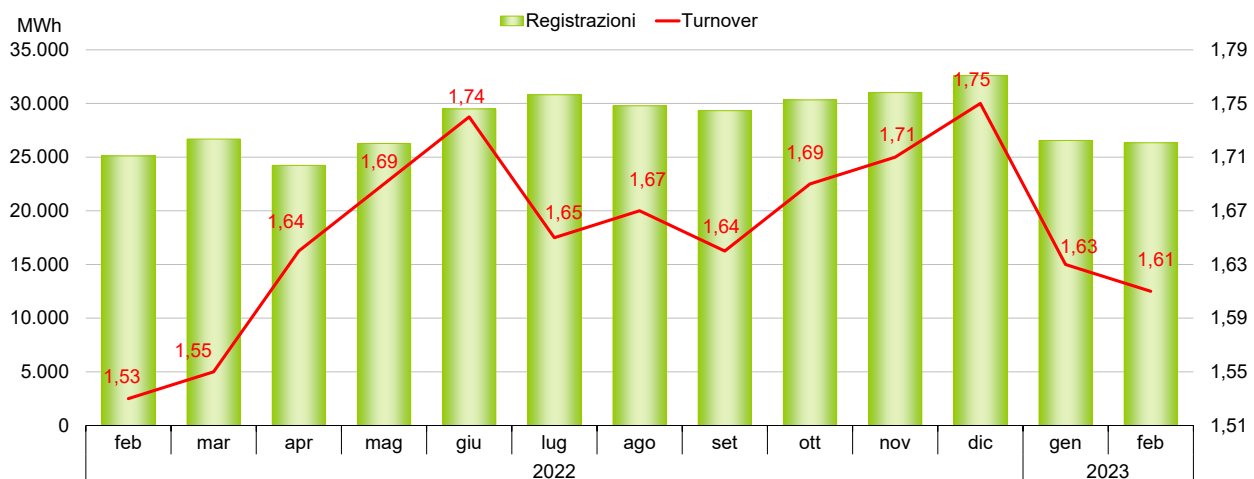
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	1.662.770	- 63,5%	9,4%	Richiesti	7.194.687	-1,1%	7.894.998	+2,1%
Off Peak	10.044	- 94,7%	0,1%	Rifiutati	832.838	-32,6%	8	-97,2%
Peak	7.542	- 94,6%	0,0%	Registrati	6.361.849	+5,3%	7.894.990	+2,1%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	1.680.356	- 65,5%	9,5%	Sbilanciamenti a programma	4.662.471	-6,3%	3.129.330	-4,7%
Totale Non standard	16.018.498	+33,5%	90,4%	Saldo programmi	12.373	100%	1.545.514	-8,7%
PCE bilaterali	17.698.855	+4,9%	99,9%					
MTE	12.096	+500,0%	0,1%					
MPEG	-	-	-					
TOTALE PCE	17.710.951	+4,8%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.024.320	+0,1%						

* 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 febbraio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 7.114 milioni di mc (75,2 TWh), a fronte di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 4.948 milioni di mc (52,3 TWh), di cui il 63% registrato ai punti di Mazara, Passo Gries e Melendugno (32,7 TWh), e di erogazioni dai sistemi di stoccaggio pari a 1.942 milioni di mc (20,5 TWh). La produzione nazionale risulta pari a 224 milioni di mc (2,4 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi

negoziati si attestano a 14,4 TWh, valore rappresentativo di una quota pari al 19,2% del totale dei consumi. Gli scambi si confermano concentrati nei mercati day-ahead (74%), in particolare a negoziazione continua (7,5 TWh). Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni su tutti i mercati, al secondo ribasso consecutivo, rimangono allineate ai riferimenti osservati sui principali hub europei (PSV: 57 €/MWh; TTF: 54 €/MWh).

IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 7.114 milioni di mc (75,2 TWh), di cui 1.792 milioni di mc (19,0 TWh) relativi al settore termoelettrico e 975 milioni di mc (10,3 TWh) a quello industriale, ambedue in crescita sul mese precedente, dinamica trainata nel primo caso da un incremento della domanda di energia elettrica e ridotta offerta rinnovabile. Si attestano a 4.098 milioni di mc (43,3 TWh) i consumi del comparto civile, stabili rispetto a gennaio. In calo su base mensile, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 249 milioni di mc (2,6 TWh). Sul lato delle importazioni (4.948 milioni di mc, 52,3 TWh), i volumi di gas in entrata tramite gasdotto scendono a 3.640 milioni di mc (38,5 TWh), di questi

circa il 44% proveniente dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL salgono a 1.308 milioni di mc (13,8 TWh). Sempre rispetto a gennaio la modulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata mostra una crescita consistente a Mazara (16,8 TWh) e ai terminali di rigassificazione, in particolare quello di Cavarzere (7,3 TWh, con una quota sul totale importato e immesso in rete al 14%). In calo i flussi nei restanti punti in entrata, con Tarvisio a 3,8 TWh (7% dell'import). A febbraio continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (20,5 TWh), in aumento su gennaio, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 6.341 milioni di mc (67,0 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.948	52,3	-9,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.594	16,8	-10,6%
Tarvisio	357	3,8	-73,6%
Passo Gries	822	8,7	+45,8%
Gela	190	2,0	+70,7%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	677	7,2	-3,4%
Panigaglia (GNL)	261	2,8	+313,4%
Cavarzere (GNL)	693	7,3	+13,7%
Livorno (GNL)	354	3,7	+17,0%
Produzione Nazionale	224	2,4	-7,7%
Erogazioni da stoccaggi	1.942	20,5	-5,0%
TOTALE IMMESSO	7.114	75,2	-8,5%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	6.865	72,6	-8,8%
Industriale	975	10,3	-11,0%
Termoelettrico	1.792	19,0	-18,4%
Reti di distribuzione	4.098	43,3	-3,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	249	2,6	+1,3%
TOTALE CONSUMATO	7.114	75,2	-8,5%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	7.114	75,2	-8,5%

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

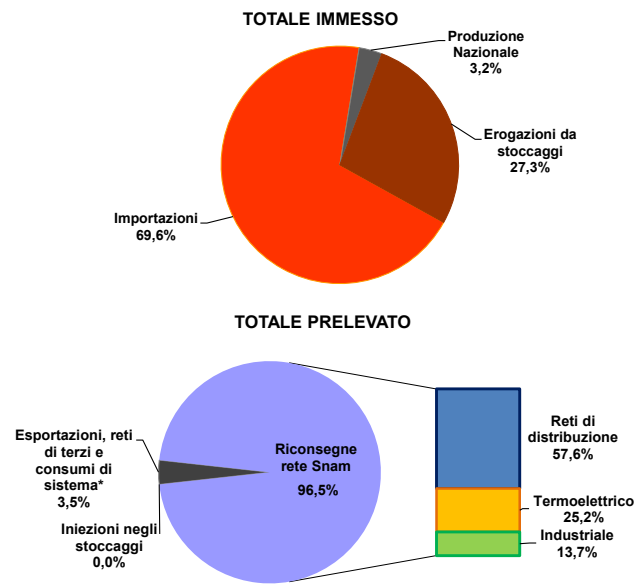
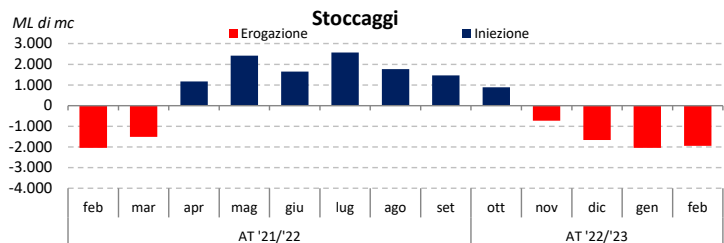
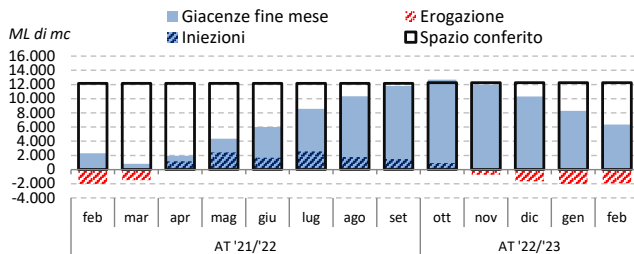


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2023)	6.341	67,0	+174,4%
Erogazione (flusso out)	1.942	20,5	-5,0%
Iniezione (flusso in)	-	-	-
Flusso netto	1.942	20,5	-5,0%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	51,7%		+32,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei si registra il secondo calo consecutivo, con quotazioni che si attestano ai minimi da settembre 2021 sia al PSV che al TTF, rispettivamente pari a 57,1 €/MWh e a 53,8 €/MWh. Entrambi i riferimenti presentano un trend decrescente nel corso del

mese, passando dai 60 €/MWh di inizio febbraio a valori prossimi ai 50 €/MWh. In calo a 3,3 €/MWh il differenziale mensile tra il prezzo italiano e quello olandese (era 5,4 €/MWh il mese precedente), oscillando su valori giornalieri compresi tra +0,6 €/MWh e +5,1 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 14,4 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 19%. Si interrompe la serie di aumenti mensili osservati sull'orizzonte day-ahead sia sui volumi contrattati in negoziazione continua (7,5 TWh, -11,5%), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 52%, sia nel comparto AGS in asta (3,1 TWh, -36,7%), pari al 22% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, le movimentazioni di Snam registrano una riduzione sia in vendita, su cui si è concentrata l'operatività del TSO (99% del totale scambiato), che, soprattutto, in acquisto (0,03 TWh di febbraio contro i 2,5 TWh di gennaio). Sull'orizzonte intraday gli scambi scendono, invece, a 3,6 TWh (-3,3%), effettuati esclusivamente sul mercato a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti si porta al 25%. Su tale comparto si confermano in calo congiunturale le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,6

TWh, -42,6%), dinamica concentrata esclusivamente sul lato della vendita, a fronte di una ripresa delle contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,0 TWh, +11,3%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,21 TWh, in flessione rispetto al mese precedente, con movimentazioni effettuate da Snam, sia lato acquisto che vendita solo con finalità di bilanciamento, pari a 0,10 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,12 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti risultano tutte in flessione e ai minimi da settembre 2021, in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei, su livelli poco sotto i 57 €/MWh, con un minimo di 54,9 €/MWh di MGS.

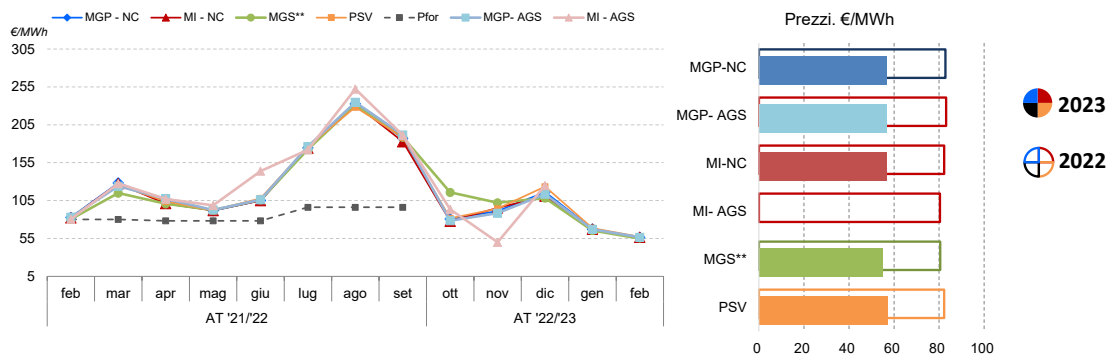
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

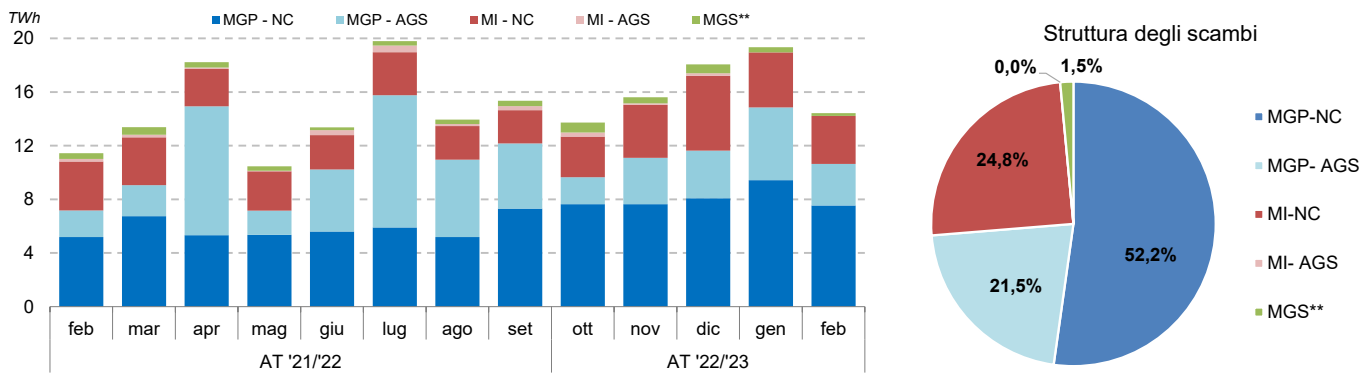
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	56,52	(82,83)	-31,8%	49,50	100,00	7.536.648 (5.191.464) +45,2%
Comparto AGS	56,55	(83,10)	-32,0%	50,87	64,20	3.100.272 (1.986.840) +56,0%
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	56,64	(82,24)	-31,1%	48,05	73,00	3.579.696 (3.637.176) -1,6%
Comparto AGS	-	(80,40)	-100,0%	-	-	- (193.560) -100,0%
<i>MGS**</i>						
Stogit	54,90	(80,52)	-31,8%	49,02	63,00	214.741 (435.958) -50,7%
Edison	-	(-)	-	-	-	- (-) -
MPL	-	(-)	-	-	-	- (-) -

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



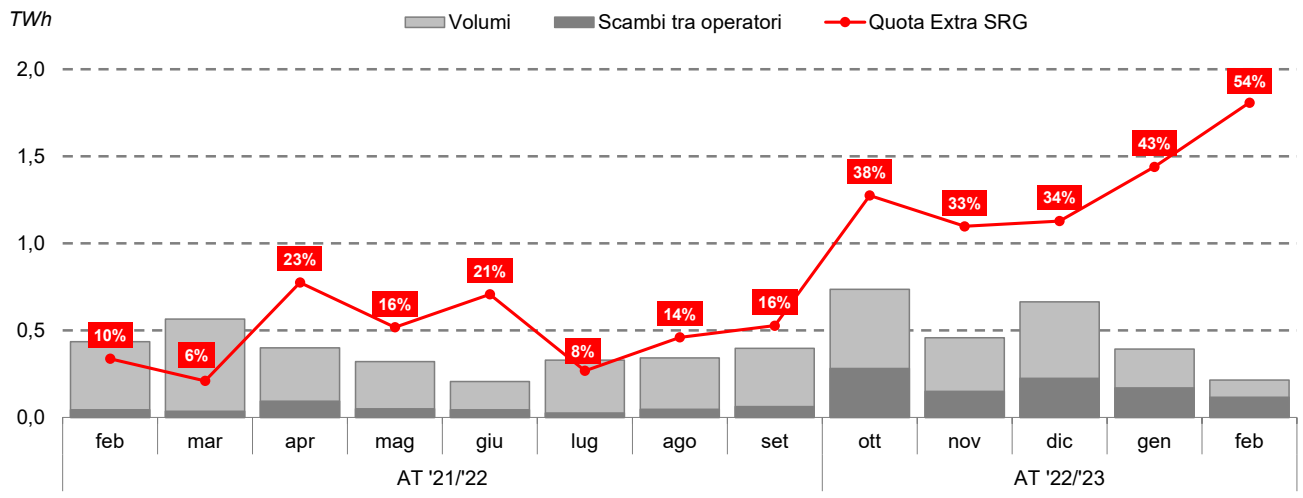


* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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	214.741	(435.958)	214.741	(435.958)	-	(-)	-	(-)
SRG	46.657	(106.144)	51.587	(285.668)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	46.657	(106.144)	51.587	(285.668)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	168.084	(329.814)	163.154	(150.290)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



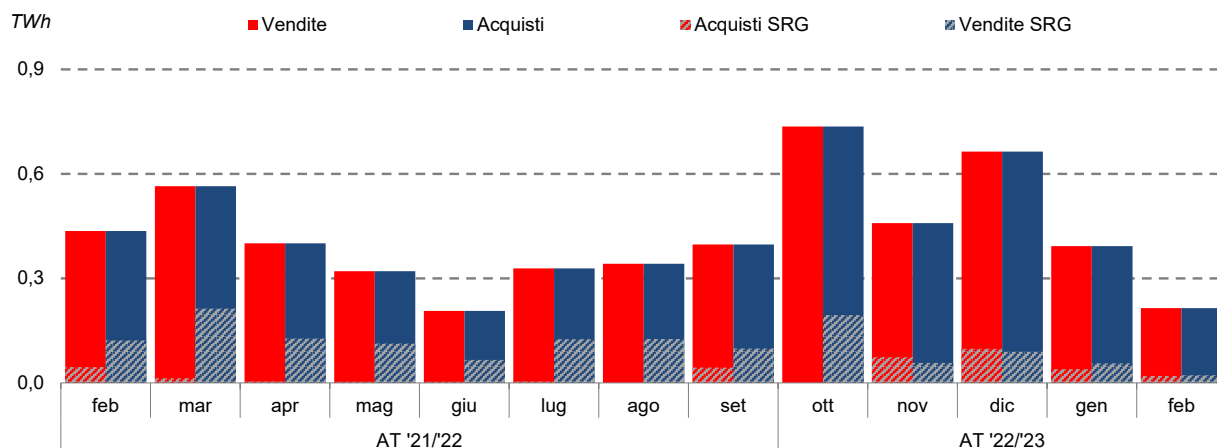


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2023-02	-	-	60,27	-8,4%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-03	-	-	56,34	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-03	-	-	56,01	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-04	-	-	52,07	-12,8%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-05	-	-	52,27	-9,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-06	-	-	52,22	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	51,51	-10,5%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	52,20	-13,5%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	57,50	-13,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	59,07	-12,1%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	58,39	-12,1%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	51,77	-9,9%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	57,32	-7,3%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Si conferma il trend ribassista osservato sulle quotazioni delle principali commodities energetiche europee, con greggio e combustibili a ridosso dei livelli più bassi da

inizio 2022 e prezzi del gas ai minimi dall'autunno 2021. La tendenza si riflette anche sui prezzi dell'elettricità con dinamiche diversificate tra le borse.

Ancora sui livelli più bassi dal primo trimestre 2022 le quotazioni del Brent (82,77 \$/bbl, -2% su gennaio), dell'olio combustibile (550,34 \$/MT, +9%) e del gasolio (806,94 \$/MT, -12%). Resta ai minimi da gennaio 2022 anche il prezzo del carbone, in significativa riduzione mensile (144,83 \$/MT, -19%). Aspettative moderatamente ribassiste anche sui mercati futures che stimano

nei prossimi tre mesi le quotazioni del Brent, dei derivati e del carbone su livelli sostanzialmente allineati o inferiori agli attuali spot. Dopo tre rialzi consecutivi, si stabilizza il tasso di cambio euro/dollaro (1,07 €/€), lasciando così praticamente invariate le variazioni mensili delle commodities 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	82,77	-2%	-17%				83,52	-1%	83,25	-1%		
Olio Combustibile	USD/MT	550,34	0%	-18%	465,00	430,86	-2%	431,55	-2%	432,00	-2%	423,09	-4%
Gasolio	USD/MT	806,38	-12%	-1%	915,25	818,55	-9%	810,71	-6%	798,19	-5%		
Carbone	USD/MT	144,83	-19%	-21%	149,05	144,83	-16%	133,39	-22%	132,45	-25%	160,95	-14%

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	77,25	-1%	-12%			-	77,76	-	77,38	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	513,52	1%	-13%		401,90	-	401,81	-	401,56	-	387,74	-
Gasolio	EUR/MT	752,44	-11%	5%		763,86	-	755,18	-	742,27	-		-
Carbone	EUR/MT	135,11	-19%	-17%		135,24	-	124,33	-	123,26	-	147,66	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,07	0%	-6%	1,09	1,07	-	1,07	-	1,08	-	1,09	-

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

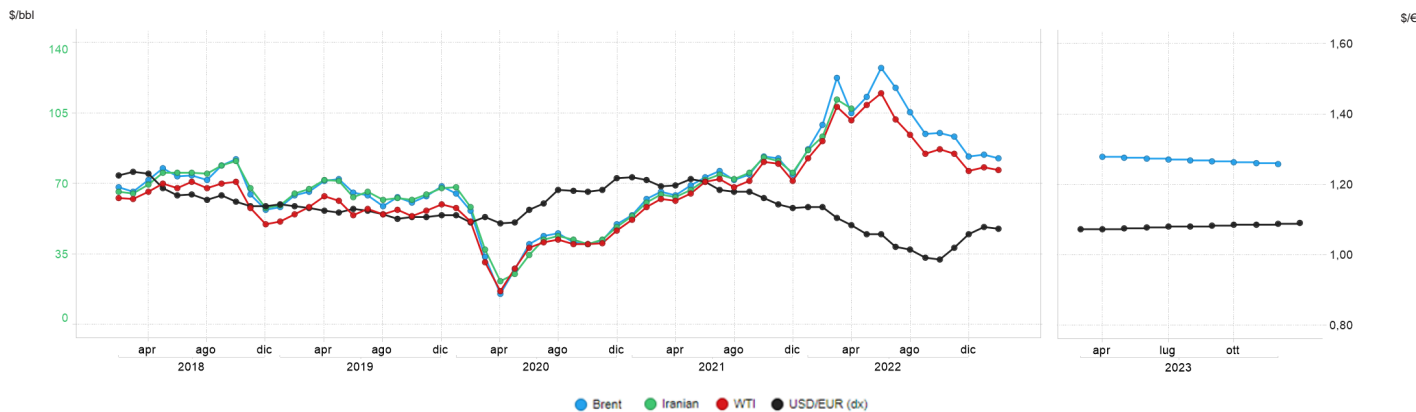


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

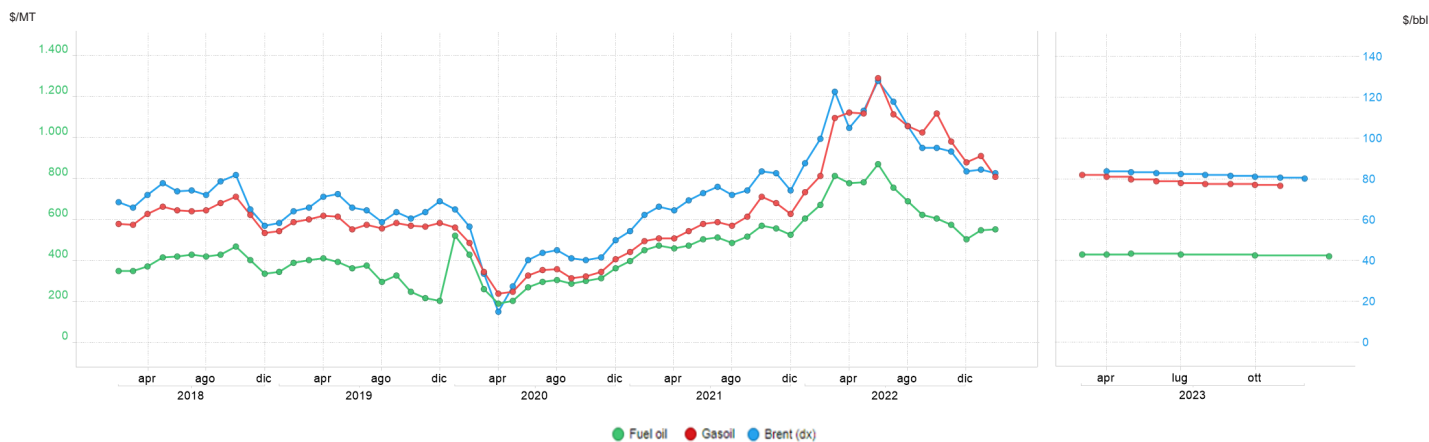
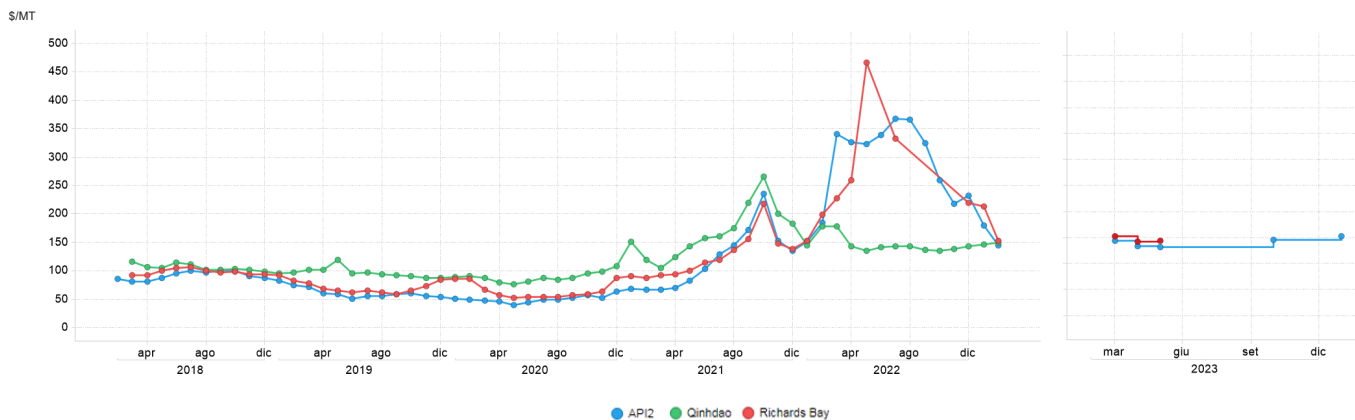


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



*A partire dal 1 aprile 2022 la quotazione del carbone presente in tabella e rappresentata nel grafico si riferisce al prodotto M+1

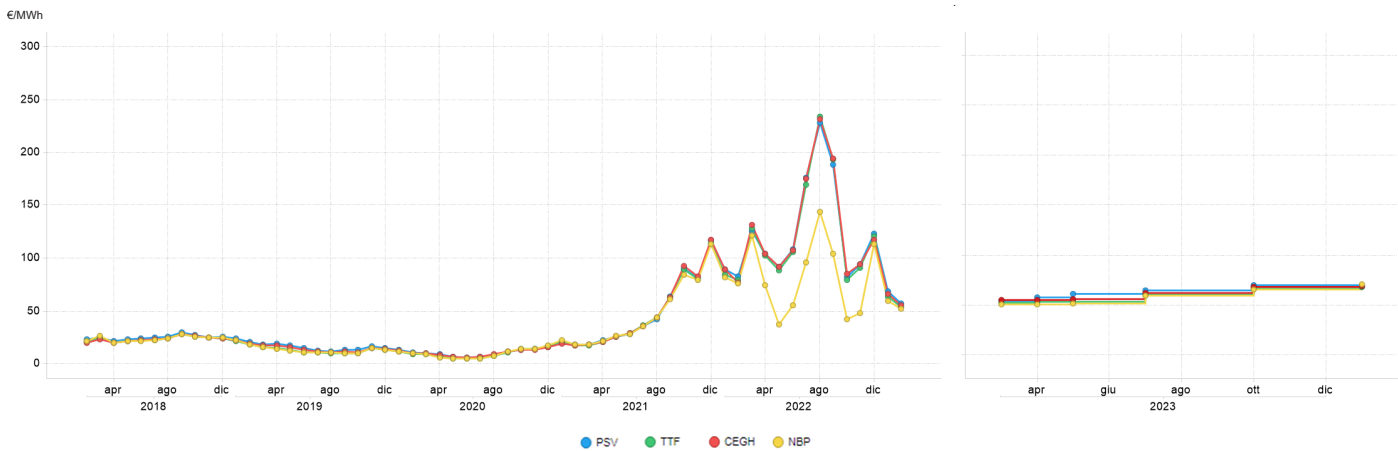
Prosegue anche nel secondo mese del nuovo anno la riduzione dei prezzi sui principali hub europei del gas, scesi ai minimi da settembre 2021 sia al PSV italiano (57,1 €/MWh) che al TTF olandese (53,8 €/MWh). Tendenzialmente in calo in tutto il corso del mese, le due quotazioni mantengono anche a febbraio uno

spread sempre positivo ma complessivamente inferiore a quello di gennaio (3,3 €/MWh, -2,1 €/MWh). In chiave prospettica i mercati futures del gas non evidenziano nel breve periodo variazioni di prezzo sostanziali rispetto agli attuali livelli spot, con uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	57,06	-17%	-31%	57,45	53,94	-17%	57,43	-17%	61,12	-9%	59,76	-21%
TTF	NL	53,80	-15%	-32%	56,30	52,80	-18%	53,05	-19%	53,54	-18%	59,22	-16%
CEGH	AT	55,67	-16%	-28%	57,77	54,89	-17%	55,15	-17%	55,84	-20%	61,31	-12%
NBP	UK	51,72	-14%	-32%	55,12	50,97	-18%	51,11	-20%	51,63	-74%		



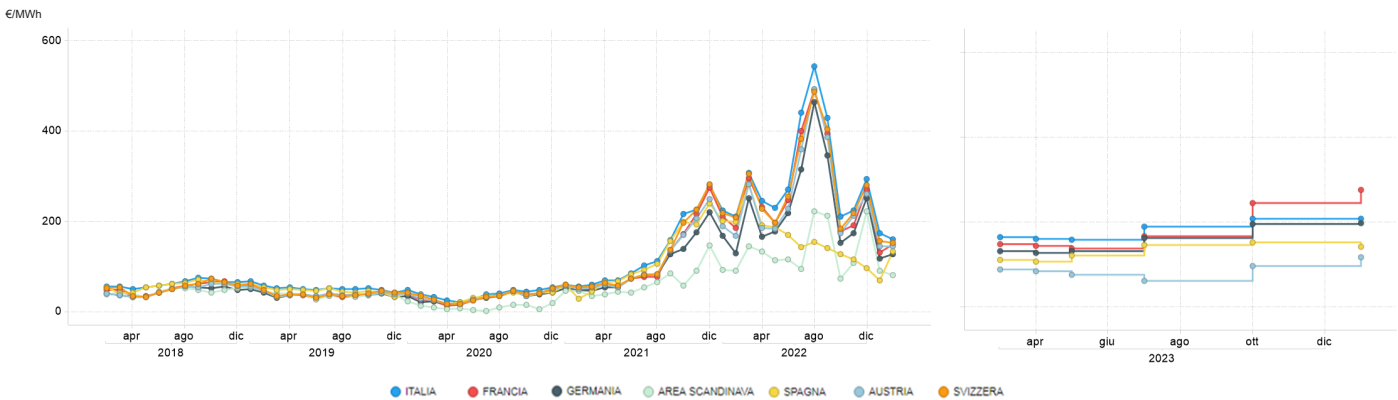
Dinamiche discordanti per i prezzi sulle principali borse elettriche europee. Resta in riduzione e ai minimi da ottobre il Pun italiano, a 161,07 €/MWh, che riduce il suo differenziale dai prezzi delle altre borse dell'Europa centrale. La quotazione svizzera (154 €/MWh) registra infatti solo un modesto in

calo mensile, mentre risalgono i prezzi in Francia (149 €/MWh), in Germania (128 €/MWh), ma soprattutto in Spagna (133 €/MWh). Aspettative di breve periodo moderatamente ribassiste si registrano sui mercati power futures, in linea con gli andamenti stagionali della domanda.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	161,07	-8%	-24%	173,85	164,16	-19%	160,52	-17%	158,41	-1%	161,92	-1%
FRANCIA	148,76	13%	-20%	161,96	148,25	-13%	143,34	-12%	138,86	-6%	180,60	-9%
GERMANIA	128,31	9%	0%	141,70	131,70	-14%	127,94	-14%	131,97	-4%	162,10	-11%
AREA SCANDINAVA	81,61	-11%	-10%	87,50	89,44	-18%	85,40	-16%	76,07	1%	70,02	-5%
SPAGNA	133,47	92%	-33%	116,83	111,24	-9%	106,46	-13%	122,47	-7%	112,02	-8%
AUSTRIA	144,60	0%	-14%									
SVIZZERA	153,77	-2%	-26%									



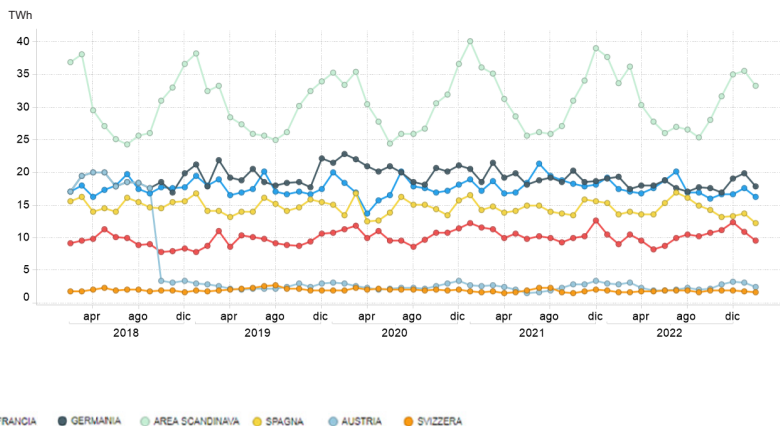
Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati elettrici a pronti, si rileva ancora una crescita mensile per l'Area scandinava (33,3 TWh, +4%) e per l'Italia (16,3 TWh,

+3%), mentre lievi riduzioni si registrano sugli scambi in Germania (17,9 TWh, -1%), Spagna (12,3 TWh, -1%) e Francia (9,5 TWh, -3%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,3	3%	-7%
FRANCIA	9,5	-3%	5%
GERMANIA	17,9	-1%	-8%
AREA SCANDINAVA	33,3	4%	-1%
SPAGNA	12,3	-1%	-10%
AUSTRIA	2,5	-12%	-12%
SVIZZERA	1,7	-3%	-2%



* 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 febbraio, il prezzo medio cresce lievemente a 257,78 €/tep (+1,1%), a fronte di un significativo calo degli scambi (-39%). Più netta la crescita dei prezzi sulla piattaforma bilaterale, in rialzo del 22% a 233,40 €/tep, mentre i volumi risultano sostanzialmente stabili.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 6,19€/MWh (-20%), in corrispondenza

di scambi ai massimi per il periodo di contrattazione (0,18 TWh, +79%). Crescono, invece, le quotazioni sulla piattaforma bilaterale (2,91 €/MWh, +140%), a fronte di un significativo calo delle registrazioni (6,2 TWh; -43%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 0,5 TWh, ad un prezzo medio di 6,41 €/MWh.

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

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a febbraio si attesta a 257,78 €/tep, mostrando un lieve apprezzamento rispetto al mese precedente (+1,1%). Più intensa la crescita sulla piattaforma bilaterale, in cui la quotazione media complessiva sale a 233,40 €/tep (+22%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 24 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 6,47 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 93% (+12 p.p. su gennaio). Pari al 2% la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di

mercato (257,01-258,08 €/tep). I titoli negoziati diminuiscono sul MTEE, attestandosi sopra gli 85 mila tep (-39,1% su gennaio), con la liquidità del mercato al 66% (-10 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di una sostanziale stabilità delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 44,1 mila tep (+1%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.873.576, in aumento di 93.531 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.109.140 tep, in crescita anch'essi di 93.531 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	257,78	+1,1%	257,01	258,08	85.387	-39,1%	22,01	-38,4%	425	+183,3%	0,5%	+0,4 p.p.	2	-2
Bilaterali	233,40	+21,7%	0,00	260,00	44.128	+0,8%	10,30	+22,8%						
con prezzo >1	251,30	+6,1%	120,00	260,00	40.984	+15,7%	10,30	+22,8%						
Totale	249,47	+4,0%	0,00	260,00	129.515	-29,6%	32,31	-26,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

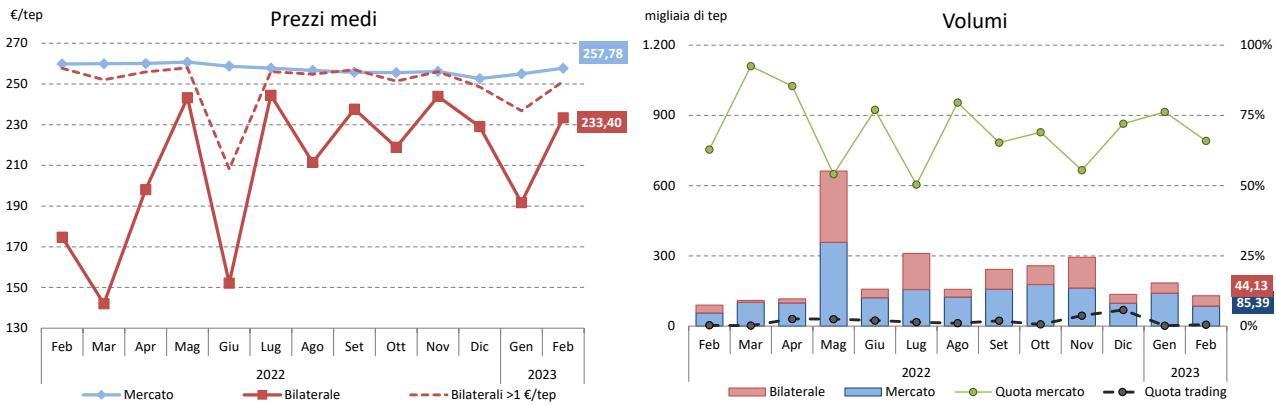


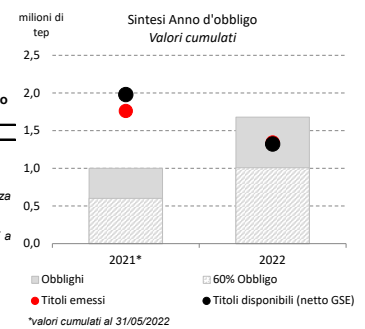
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

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						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
34	256,24	1.223.173	642.027	255,01	567.421	250,00	3.109.140	68.873.576	1.787.171	

*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.

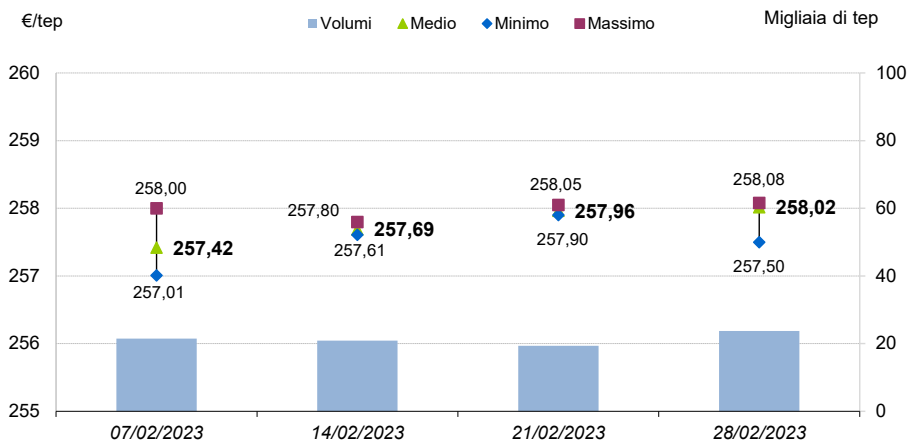


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie in costante e debole crescita tra i 257,42 €/tep della sessione del 7 febbraio ed i 258,02 €/tep del 28 febbraio. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di

seduta risulta mediamente basso e pari a 0,48 €/tep, in calo rispetto a quanto rilevato lo scorso gennaio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 21,3 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di febbraio, la contrattazione delle garanzie riferite all'anno di produzione 2022, mostra un prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, in calo e pari a 6,19 €/MWh (-20,4% su gennaio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 2,91 €/MWh (+140,2%), con il loro differenziale che si riduce a 3,28 €/MWh. Sul MGO il calo delle quotazioni interessa tutte le tipologie, con livelli compresi tra 6,17 €/MWh della tipologia Altro ed i 6,27 €/MWh della tipologia Solare. Variano, invece, tra i 0,47 €/MWh della tipologia

Geotermoelettrico ed i 3,26 €/MWh della tipologia Idroelettrico i prezzi sulla PBGO.

I volumi negoziati sul mercato crescono a 178 mila MWh (+78,6% rispetto al mese precedente), livello più alto per il periodo di contrattazione in corso, mentre calano del 43,5% quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a circa 6,2 TWh.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 468 GWh, ad un prezzo medio di 6,41 €/MWh, in calo rispetto alla sessione di gennaio (-19%).

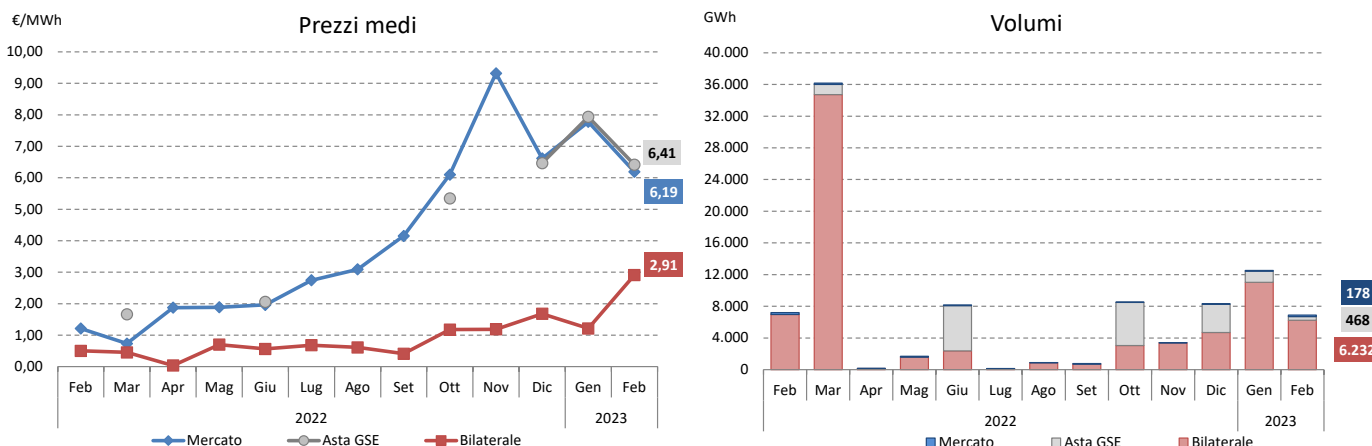
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	6,19	-20,4%	5,99	6,50	178.340	+78,6%	1.103.953	+42,2%
Bilaterali	2,91	+140,2%	0,00	9,50	6.231.983	-43,5%	18.151.450	+35,8%
con prezzo >0	3,27	+161,6%	0,01	9,50	5.544.026	-48,1%	18.151.450	+35,8%
Totale	3,00	+136,3%	0,00	9,50	6.410.323	-42,4%	19.255.404	+36,1%
Asta GSE	6,41	-19,2%	0,15	6,59	468.177	-66,6%	3.003.053	-73,0%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

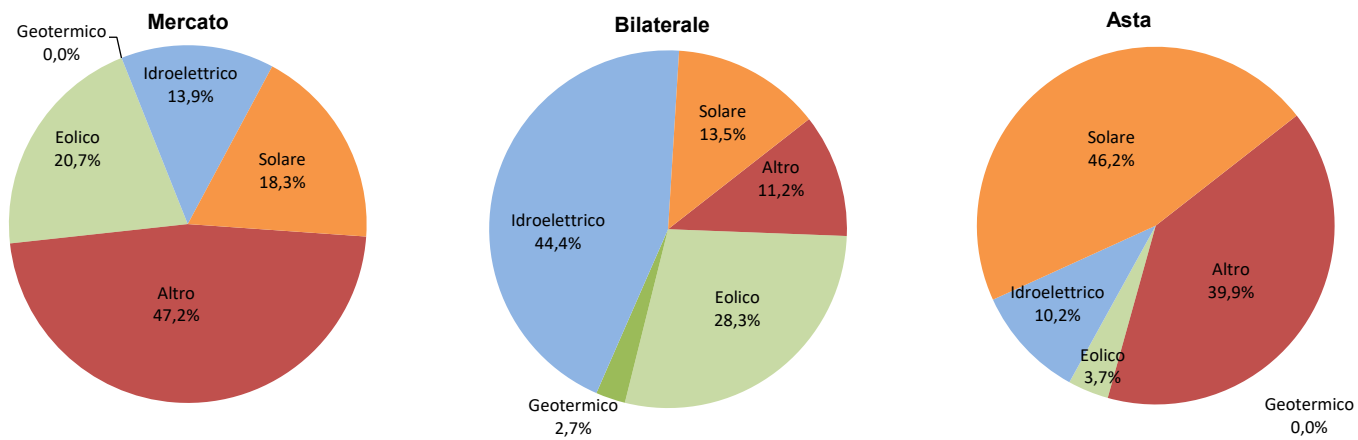


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

sul mercato (47%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (44%) e di quelle Solare e Altro in asta (46% e 40%).

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

Fonte: dati GME



SCENARI GAS PER L'EUROPA: L'INVERNO 2023/2024 E LE INCERTEZZE CHE PERSISTONO NEL MERCATO

di Francesco Sassi - RIE

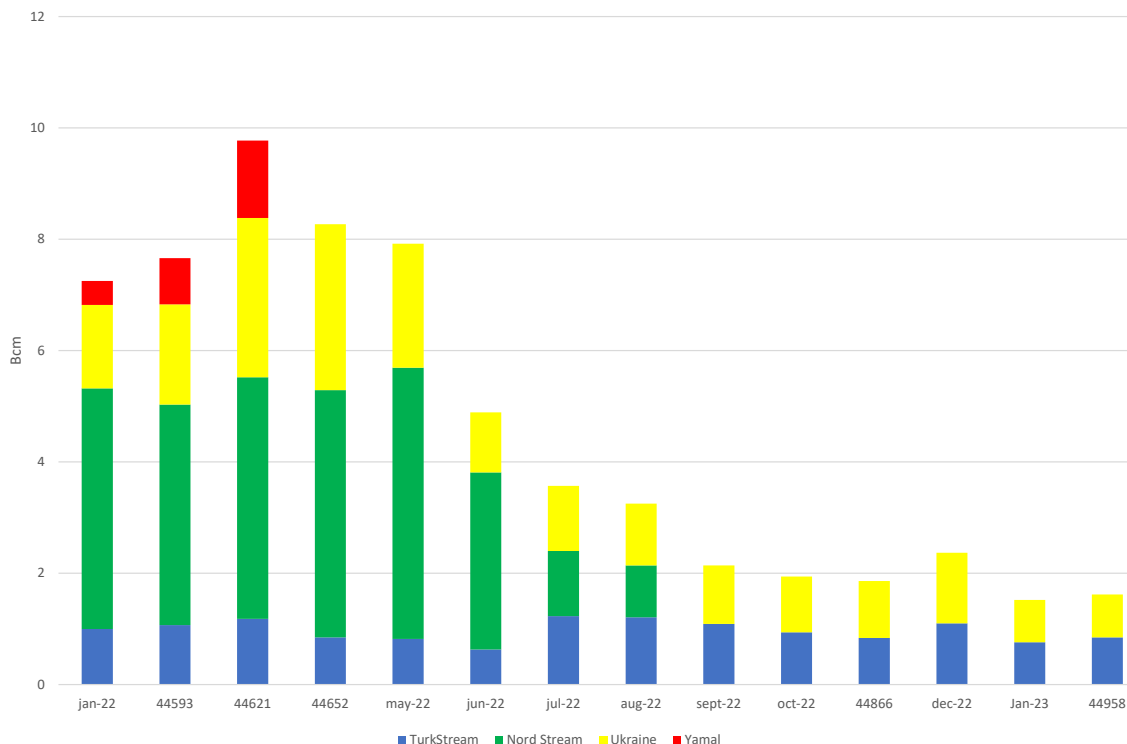
(continua dalla prima)

Le cause dello shock energetico del 2022: alcuni punti fermi

In una fase di instabilità pregressa allo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, il taglio degli approvvigionamenti di gas naturale dalla Russia verso i mercati dell'Unione Europea nel 2022 rappresenta un evento senza precedenti. Destabilizzando i fondamentali di domanda e offerta e trasformando una fase di precario equilibrio in un fenomeno dai risvolti globali, la perdita di circa il 50% dei volumi di gas naturale russo verso i paesi europei dell'OCSE, pari a circa 83 miliardi di metri cubi (mmc), ha costituito il livello più basso di esportazioni dalla Russia verso occidente dalla metà degli anni '80². Un crollo che si è materializzato dal secondo trimestre del 2022 e che ha portato una riduzione delle esportazioni verso i 27 Stati Membri dell'UE di 78 mmc, oltre a flussi minori verso la Turchia. A inizi aprile, i paesi baltici hanno unilateralmente interrotto le proprie importazioni in risposta alla decisione della Russia di invadere l'Ucraina³. Successivamente, diversi paesi europei si sono

rifiutati di sottostare alle richieste di Mosca di istituire un nuovo sistema di pagamento per l'import di gas e, di rimando, la Russia ha istituito sanzioni unilaterali verso il gasdotto Yamal-Europe, bloccando di fatto il transito verso la Polonia, e imposto ulteriori tagli a paesi come Bulgaria, Finlandia e Paesi Bassi. Altri due eventi hanno decretato un ulteriore calo drastico delle esportazioni russe verso l'Europa (Figura 1). Dapprima, i flussi transitanti attraverso l'Ucraina si sono ridotti, di un terzo circa, rispetto la media precedente⁴. Successivamente, la complicata vicenda delle turbine del complesso di Portovaya, sul Baltico russo, snodo vitale del gas transitante attraverso il gasdotto Nord Stream 1 gestito da Gazprom, ha decretato un taglio delle esportazioni dalla Russia alla Germania, il maggior importatore in Europa. In seguito, l'interruzione totale del flusso di gas tra i due paesi, il successivo sabotaggio dell'infrastruttura e il recente annuncio di un accantonamento del progetto decretano il probabile tramonto dell'interdipendenza gassifera russo-europea per come l'abbiamo storicamente conosciuta⁵.

Figura 1: Esportazioni di Gazprom verso l'Europa



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati Gazprom/S&P Global

Figura 2: Importazioni di gas naturale nell'UE per paese (gennaio-novembre 2022)

Fonte: Commissione Europea

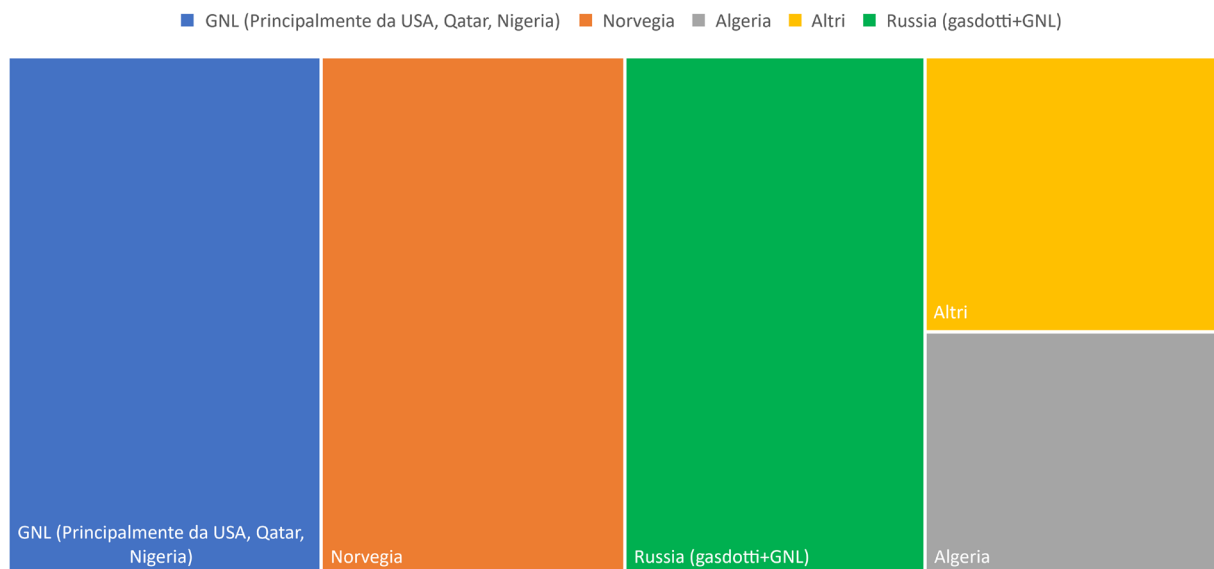
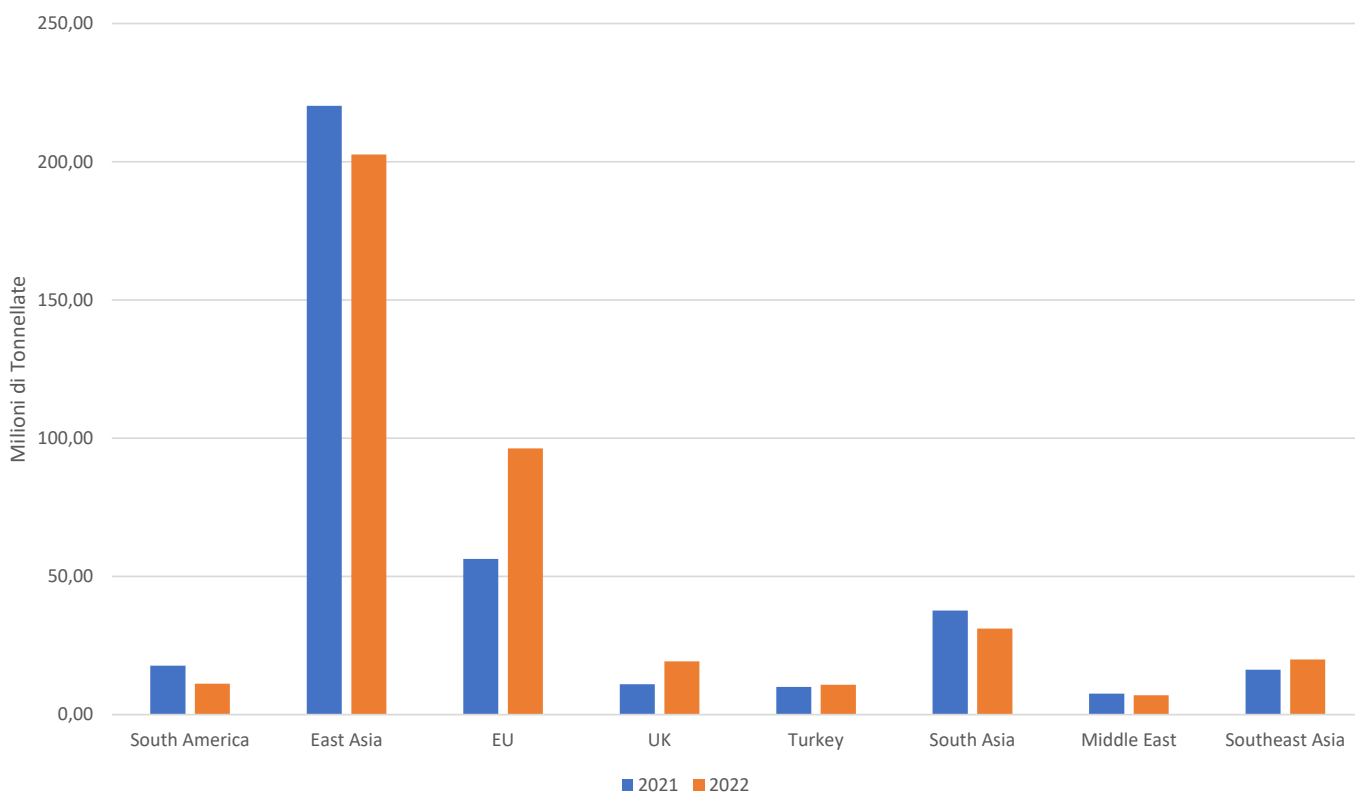


Figura 3: Variazione dei flussi annuali di importazioni di GNL per singola regione

Fonte: ICIS



Questo mancato afflusso di gas naturale proveniente dalla Russia ha comportato una rimodulazione a livello globale delle esportazioni di gas naturale, con un corposo aumento dei volumi di GNL nei terminal europei ed acquistati sul mercato a pronti. Riuscendo ad ampliare l'offerta di circa 4 mmc, principalmente via gasdotto, la Norvegia è divenuta il primo partner dell'UE. Anche le importazioni europee dall'Azerbaijan sono cresciute di circa 3 mmc attraverso il gasdotto TAP. Cosa differente è avvenuta invece per le importazioni dal Nord Africa, dove Algeria e Libia hanno esportato circa 4 mmc in meno di gas rispetto al 2021⁶. La contrazione, pari al 10% su base annuale, pone in risalto la necessità da parte del governo italiano di assicurarsi la buona riuscita dei piani di cooperazione siglati con Algeri e Tripoli nel corso degli ultimi mesi. Nel contesto attuale di minori approvvigionamenti dalla Russia, i quali andranno secondo gli annunci del governo ed ENI a scomparire interamente entro il 2024-2025⁷, l'Italia rimane estremamente vulnerabile alla stabilità dei flussi di gas provenienti da questa regione. Gli stessi sono anche fondamentali per la potenziale creazione di un hub energetico al centro del Mediterraneo. Di strategica importanza per l'UE sono divenute invece le importazioni di GNL, aumentate nel corso del 2022 del 60% rispetto l'anno precedente, per un ammontare di circa 170 mmc (Figura 2). Sul lato offerta, Qatar e Australia hanno mantenuto il primato nelle esportazioni, con il primo paese a registrare un modesto +3% e il secondo a mantenere esportazioni stabili. Da segnalare invece è l'espansione delle esportazioni russe, cresciute del 10% nel 2022, e di quelle americane, salite dell'11%, sebbene il secondo impianto per capacità del paese, Freeport LNG, sia stato messo fuori uso lo scorso giugno⁸. Fondamentali sono state le importazioni di GNL proveniente dagli Stati Uniti, assestate sui 25 mmc nel secondo semestre del 2022, pari a oltre il 60% in più rispetto le importazioni di gas russo (solo gasdotto) durante lo stesso periodo. Un capovolgimento davvero senza pari se si pensa che, storicamente, gran parte delle esportazioni di GNL americano sono confluite sui mercati asiatici. Due le cause principali di questo fenomeno. La prima è l'incremento delle capacità di liquefazione degli impianti USA nel 2022, vicine ad un +11%, grazie alla messa in operazione dell'impianto di Calcasieu Pass e del sesto treno dell'impianto di Sabine Pass. La seconda è la fortissima crescita dei prezzi medi del GNL, specie nei mercati particolarmente esposti alle importazioni spot, come quelli europei. Ciò ha fatto sì che si dirottassero importanti volumi di GNL dai mercati asiatici verso il nostro continente (Figura 3). Da questo punto di vista, occorre rimarcare come il ruolo predominante dei contratti di lungo periodo e indicizzati al prezzo del petrolio, esistenti nei tradizionali mercati del Nordest Asia come Giappone, Corea del Sud e, in parte, in Cina, abbiano limitato in questa regione l'aumento dei prezzi. Per quanto riguarda i primi due paesi, il prezzo medio è infatti salito dell'80% rispetto

al 2021, per un costo totale che si aggira sui 115 miliardi di dollari, a fronte di volumi del 2% inferiori rispetto l'anno precedente. In Cina, il costo di approvvigionamento di GNL è cresciuto di circa il 20%, per un valore totale di 50 miliardi di dollari, benché le importazioni siano diminuite del 20% circa. Nell'UE, il prezzo medio per l'importazione di GNL ha registrato un +200%, per un valore totale stimato di 190 miliardi di dollari. L'UE ha pagato assai caramente questa propria esposizione. Considerando che l'anno scorso il costo totale per le importazioni di GNL ha raggiunto a livello globale i 450 miliardi di dollari, raddoppiando rispetto l'anno precedente, l'UE ha pagato i volumi aggiuntivi di GNL necessari una cifra pari al 60% dell'incremento complessivo dei costi di approvvigionamento a livello mondiale⁹. Questa variazione ha reso largamente non competitivo il costo del gas per vari settori industriali, forzati a chiusure e limitazioni della produzione. Per quanto riguarda invece il settore elettrico, fonti energetiche maggiormente convenienti, su tutti il carbone e rinnovabili, hanno soppiantato nel breve periodo l'utilizzo del gas¹⁰.

Previsioni e bilanciamento del rapporto domanda/offerta nell'inverno 2023/2024

La domanda europea di gas ed i principali fattori endogeni per il prossimo inverno

Due sono i fattori principali che hanno determinato un crollo, piuttosto repentino, dei prezzi del gas naturale in Europa nel corso dello scorso semestre. Da un lato vi è stato un inverno assai caldo rispetto la media storica, mentre dall'altro i flussi continui di GNL verso l'Europa hanno consentito un riempimento degli stoccaggi ben oltre la media storica, mantenutasi tale per tutto l'inverno proprio a causa delle temperature miti. Il ritardo nell'inizio della stagione di riscaldamento, slittata da ottobre a novembre, e un inizio di anno insolitamente temperato, hanno contribuito a tagli nell'utilizzo di gas di circa il 30% rispetto la media dei 5 anni precedenti. L'effetto sui prezzi è stato sorprendente, al pari dell'effetto inverso registrato la scorsa estate davanti al taglio delle forniture russe. Attualmente il prezzo del TTF front-month è scambiato in un range che va dai 42 ai 50 €/MWh e che corrisponde a una frazione del picco di 340 €/MWh raggiunto nell'agosto scorso. Allo stesso tempo, ciò corrisponde a circa il doppio del prezzo medio del decennio 2010-2020, rendendo per le filiere industriali europee ad alta intensità energetica particolarmente doloroso il contesto attuale e le prospettive di competitività nel futuro. Il tutto mentre l'inflazione continua a pesare sulle tasche dei consumatori finali, mettendo in evidente difficoltà banche centrali e la stessa BCE¹¹. Agli inizi del mese di marzo e alla luce degli ampi stoccaggi, pari a circa 25 mmc superiori all'anno scorso, il drammatico scenario per l'inverno 2023/2024, prospettato dalla stessa IEA nell'autunno del 2022, appare ora assai ridimensionato¹².

Agli inizi del mese di marzo e alla luce degli ampi stoccaggi, pari a circa 25 mmc superiori all'anno scorso, il drammatico scenario per l'inverno 2023/2024, prospettato dalla stessa IEA nell'autunno del 2022, appare ora assai ridimensionato¹². Secondo le stime dell'Agenzia, la domanda di gas naturale dovrebbe rimanere costante nel corso del 2023, e la sua crescita concentrarsi nei mercati del Medio Oriente ed Asia Pacifico. Nel Nord America ed Eurasia, la domanda andrebbe a registrare un declino di pari proporzioni. L'Europa sarebbe così destinata a ridurre ulteriormente i consumi di gas rispetto allo scorso anno di un 3%, mentre le autorità comunitarie mirano esplicitamente al mantenimento della politica di riduzione dei consumi del 15% anche per i prossimi 12 mesi¹³. Se queste ulteriori riduzioni appaiono modeste a primo avviso, le stesse si scontrano con la cospicua riduzione del 13% avvenuta su base annua nel corso del 2022. Come già evidenziato, ciò è stato largamente possibile a discapito della produzione industriale, attraverso l'utilizzo di fonti energetiche alternative, alcuni delle quali maggiormente inquinanti del gas, e di un autunno e inizio inverno particolarmente miti.

Nello specifico, gli assunti su cui si basano le proiezioni IEA¹⁴ di una domanda europea in calo ulteriore nel 2023 rispetto lo scorso sono:

- Minore utilizzo di gas nel settore elettrico (10 mmc rispetto al 2023)
- Continua espansione delle rinnovabili (riduzione di 12 mmc nei consumi di gas)
- Maggiore produzione del settore idroelettrico (riduzione di 8 mmc nei consumi di gas)
- Maggiore output da parte del settore nucleare francese (riduzione di 2 mmc nei consumi di gas)
- Un incremento nell'utilizzo di gas nel settore industriale, dovuto a prezzi più bassi e una riapertura di alcune filiere.

Nondimeno, l'incertezza rimane l'elemento caratterizzante in questa fase dei mercati e gli stessi assunti prodotti da IEA si poggiano già ora su basi fragili. L'agenzia Rystad stima che nel 2023 gli investimenti in progetti a basso impatto carbonico saliranno del 10% rispetto al 2022, concentrandosi in particolare su idrogeno e CCUS. A dispetto di ciò, il tasso di crescita si dimezzerà rispetto quello medio degli ultimi anni e buona parte dell'aumento degli investimenti verrà assorbito dalla crescente inflazione che sta impattando il settore¹⁵. Come annunciato dalla stessa WindEurope, mentre nel 2022 la capacità di generazione aggiunta dall'eolico ha segnato un +40% rispetto al 2021, il settore sta faticando non poco a raccogliere l'opportunità, offerta dal contesto attuale, di accelerare la transizione. Gli ordini delle turbine hanno registrato un -47% (pari a 11 GW) e nel 2022 sono stati annunciati soltanto 13 GW di capacità eolica legata a nuovi progetti. Un ulteriore elemento che segnala le difficoltà del settore è il fatto che nel 2022 non sia stata presa una singola decisione finale di investimento (FID) per quanto riguarda l'eolico offshore¹⁶.

La produzione dei settori dell'idroelettrico e del nucleare,

specialmente in Francia, sono altresì messi in discussione. Da una parte, il 2022 ha mostrato un'allarmante assenza di precipitazioni e, di conseguenza, una generazione da idroelettrico in caduta verticale, specialmente nell'Europa meridionale. Italia, Spagna e Francia hanno visto un marcato calo dell'output, rispettivamente del 30%, 29% e 20%, e il continente intero ha probabilmente assistito alla peggiore siccità degli ultimi 500 anni¹⁷. Sul lato del nucleare europeo, la Germania ha già confermato la chiusura della propria residua flotta di reattori per l'aprile del 2023. Il Belgio ha invece esteso di 10 anni il funzionamento dei reattori Doel 4 e Tihange 3, prolungandone l'operatività sino alla metà del prossimo decennio, proprio per evitare un possibile peggioramento delle condizioni di approvvigionamento del paese¹⁸. Nel frattempo, lo stato della più grande flotta nucleare del continente, quella francese, mostra evidenti segni di stress. Dopo la crisi vissuta lo scorso anno, con il punto più basso dell'output registrato negli ultimi 40 anni, il colosso francese EDF è riuscito a riattivare 46 dei 56 reattori disponibili.

Nelle ultime settimane, questo numero ha iniziato nuovamente una lenta e inesorabile discesa, con l'aggiunta di nuovi ritardi nella messa in funzione di reattori al momento fermi per cause di natura infrastrutturale. EDF, recentemente rinazionalizzata, ha osservato nel 2022 perdite economiche imponenti, derivate proprio dal minore output di nucleare e idroelettrico. Un peso gigantesco sulle spalle di una compagnia che presto dovrà fare i conti con la propria credibilità nei confronti degli investitori, visto il programma maestoso che Parigi intende varare per la costruzione di sei nuovi reattori entro il 2035, all'esorbitante costo, stimato al ribasso, di 51 miliardi di euro¹⁹. Infine, l'attuale ed eccezionale siccità che sta colpendo la Francia in questo inverno potrebbe presto pesare sulle stesse capacità di generazione della flotta nucleare francese. Già durante l'estate scorsa diversi reattori sono stati costretti a produrre minore elettricità proprio in conseguenza della ridotta capacità dei fiumi francesi. La crescita della domanda elettrica in Europa, prevista del +1,4% annuo nel periodo 2023-2025²⁰, ma in assenza di un adeguato supporto da idroelettrico e nucleare, verterebbe così sulle rimanenti opzioni, ovvero rinnovabili, carbone e gas. Il rischio, dunque, è che la domanda di quest'ultima fonte incrementi rispetto al 2022, contraddicendo, anche in questo caso, gli stessi scenari suggeriti da IEA.

L'offerta di gas nel 2023: un contesto sempre più globalizzato

Dal punto di vista generale, il 2023 non prevede l'immissione nel mercato di corpose quantità aggiuntive di gas rispetto al 2022. A livello mondiale, esse sono stimate attorno i 23 mmc. Negli Stati Uniti, alla progressiva massimizzazione delle esportazioni da Calcasieu Pass andrà ad aggiungersi il ritorno in operatività di Freeport LNG. Al momento, l'impianto lavora a circa un terzo della propria capacità e nel corso delle prossime settimane il ritorno all'export di circa 16-19 cargo di GNL al mese dovrebbe ampliare l'offerta europea,

Inoltre, IEA stima in salita l'offerta di gas e GNL provenienti dall'Africa, con Egitto e Algeria in testa, seguiti dalle esportazioni di GNL provenienti da diversi impianti, per un totale di circa 10 mmc²². Malgrado sia Egitto che Algeria abbiano cercato di dimostrarsi partner affidabili, siglando diversi accordi con autorità comunitarie e singoli paesi europei, il quadro appare piuttosto complesso. Da una parte, Il Cairo deve fare i conti con una domanda interna crescente di gas naturale che sopravanza i tassi produttivi dei giacimenti egiziani, a dispetto degli imponenti investimenti fatti dalle compagnie occidentali nel corso dell'ultimo decennio. Questo comporta un basso tasso di utilizzazione degli impianti per l'export di GNL (in particolare ldku LNG) e suggerisce la possibilità che, nel prossimo futuro, il paese diventi maggiormente dipendente dalle importazioni di gas da Cipro ed Israele²³. La situazione è simile in Algeria, un paese dalle grandi potenzialità produttive, potenziatesi nel 2022, ma in larga parte andate a colmare una domanda interna in costante crescita. Nei fatti, nonostante i prezzi alle stelle del 2022, l'Algeria ha ridotto l'export di gas sia attraverso gasdotti che in forma di GNL, dirottando parte della produzione, prima venduta attraverso il transito dal Marocco in Spagna, verso l'Italia. Il nostro rimane infatti l'unico paese europeo che ha ricevuto un maggiore influsso di gas algerino nel corso del 2022. Anche dal punto di vista dell'export di GNL verso l'Europa, l'Algeria ha registrato un calo di oltre il 20% rispetto l'anno precedente²⁴. Un dato non certo rassicurante. Se Egitto ed Algeria non paiono al momento particolarmente affidabili sul lato offerta, due progetti in particolare destano le speranze di una timida espansione nell'offerta di GNL a livello internazionale. È atteso per giugno la finalizzazione del terzo treno di Tangguh LNG, dalla capacità di circa 5 mmc, portando l'intera capacità annuale dell'impianto indonesiano a poco più di 15 mmc²⁵. Infine, nel corso dell'anno, il progetto Greater Tortue Ahmeyim (GTA), sviluppato lungo le coste di Mauritania e Senegal, dovrebbe essere definitivamente reso operativo, per una capacità fissata attorno i 3 mmc, mentre parte della produzione contribuirà al fabbisogno interno dei due stati²⁶. Le ultime due variabili relative al lato offerta di gas naturale nel 2023 riguardano l'Europa stessa dove, secondo IEA, la produzione è destinata a calare ulteriormente del 5%. Il destino del giacimento olandese di Groningen, il più vasto del continente, sembra ormai segnato. A seguito di un report parlamentare di circa 2000 pagine, la credibilità del governo olandese e dei partner Shell ed ExxonMobil è stata messa a dura prova e a fronte di una produzione in continua discesa, le circostanze potrebbero forzare l'Aia a interrompere totalmente la produzione entro l'anno²⁷. La Romania si appresta invece a divenire il paese che maggiormente contribuirà al progresso della produzione interna europea. Giacimenti sia onshore che offshore sono al momento in fase di sviluppo, ma un duro confronto è in corso tra la compagnia Black Sea Oil and Gas e il governo di Bucarest, minacciando la stabilità stessa della produzione²⁸.

I principali rischi esogeni nel 2023

Le numerose incertezze che il mercato del gas naturale

europeo si troverà ad affrontare nel 2023 pongono governi ed autorità comunitarie davanti alla sfida di mantenere il controllo sull'implementazioni di politiche e strategie già avviate, limitando danni all'economia e all'ambiente. Per l'IEA, quattro sono i rischi principali che dovrebbero essere considerati. Due sono già stati ampiamente affrontati nell'analisi. Il primo è la reale potenzialità di una nuova offerta di gas e GNL a livello globale, oggi posta davanti alle minacce derivate non solo dalle turbolenze lungo le supply chain, ma anche da possibili interruzioni imprevedute nella produzione di GNL, favorite dagli alti tassi di utilizzo a cui gli impianti sono sottoposti ormai da anni e manutenzioni approssimative. Il secondo rischio è invece quello di condizioni meteorologiche avverse, capaci da un lato di incrementare la domanda di gas (ondate di freddo o picchi di caldo) o dall'altro di diminuire il contributo di altre fonti. Una variabile che potenzialmente entrerà in gioco dalla fine del Q2-2023.

I due fattori di incertezza legati a variabili meno strutturali del mercato sono relativi alle due principali autocratie, ovvero la Federazione Russa e la Repubblica Popolare Cinese. Per quanto riguarda la prima, infatti, la IEA stima che nel 2023 le esportazioni di gas russo diminuiranno rispetto il 2022, anno durante il quale, almeno per la prima metà, il funzionamento del network ucraino e del gasdotto Nord Stream 1 non erano stati compromessi dagli effetti del conflitto e delle sanzioni. Nello scenario di base, IEA prevede che nel 2023 i volumi di gas russo ai clienti europei si assesteranno tra i 25 e 28 mmc, dovessero essi continuare al livello attuale²⁹. Non si può però escludere che il prosieguo della guerra possa comportare l'interruzione, anche totale, delle esportazioni russe. Allo stesso modo, Mosca potrebbe decidere autonomamente di bloccare ogni flusso di gas verso l'UE, magari in risposta al sabotaggio di Nord Stream 1, per la quale la Russia accusa gli alleati atlantici³⁰. Una situazione che imporrebbe un'ulteriore stretta in Europa, visto che tutt'oggi, a più di un anno dall'inizio dell'invasione dell'Ucraina, il gas russo (gasdotto+GNL) corrisponde a circa il 13% delle importazioni totali UE.

L'ultima variabile esogena ad influire sullo scenario europeo per l'inverno 2023/2024 è quella della domanda di gas cinese. Sempre nel 2022, un misurato calo dello 0,7% su base annuale della domanda, la prima volta in 40 anni, ha strutturalmente modificato lo scenario internazionale, avendo Pechino ricoperto il ruolo di principale traino internazionale del mercato gassifero sul lato domanda nell'ultimo decennio. Secondo IEA, l'entità della domanda di gas cinese, e in particolare sotto forma di GNL, sarà il principale fattore di incertezza dei mercati per tutto il 2023. Con un range che varia di circa 40 mmc nelle sue estremità, questo elemento sarà ancor più influente della stabilità delle esportazioni russe verso l'UE³¹. Infatti, il comportamento cinese condiziona la disponibilità di volumi sul mercato spot, di cui l'UE è costretta a fare incetta per rimpinguare i propri stoccaggi. Le iniziative della Cina incideranno quindi profondamente sull'equilibrio tra mercati asiatici e quelli europei. Gli obiettivi fissati dal governo di Pechino per una crescita modesta del PIL, attorno al 5% per il 2023, appaiono confortare gli analisti, intimoriti che una spinta

massiccia all'economia possa avviare una fase rialzista dei prezzi su tutti i mercati energetici. Agli inizi di marzo, si deve altresì sottolineare come la competitività del GNL sul mercato spot abbiano riaccessato l'interesse dei buyer cinesi, incluse le utilities provinciali³². Un'inclinazione che, se confermata nelle prossime settimane e mesi, segnerebbe un punto di svolta.

Conclusioni

Lo scenario riguardante la stabilità dei mercati gassiferi e la sicurezza europea per il prossimo inverno 2023/2024 rimane, senza dubbio, il più incerto degli ultimi decenni. Il tutto a segnalare, ancora una volta, come la crisi energetica, scaturita dalla pandemia e poi mescolatasi al conflitto tra Ucraina e Russia e le tensioni geopolitiche, abbia favorito l'ingresso dell'Europa in una nuova fase di instabilità. Nel medio e lungo periodo, la capacità degli Stati Membri di realizzare le molte opere messe in cantiere e annunciate nell'ottica di raggiungere gli obiettivi del Fit-for-55 e REPowerEU,

per accelerare la transizione dai combustibili fossili verso le fonti rinnovabili e l'elettrificazione massiva dei consumi, avranno un'influenza preponderante sulla stabilità dei mercati energetici europei. Nel breve periodo, invece, il quadro appare assai più influenzato da variabili politiche ed economiche che, soltanto in parte, sono riferibili al percorso della transizione e dei mercati energetici, almeno per come sono stati concepiti sinora. L'UE si è trovata ad affrontare l'inverno attuale in una serie di condizioni largamente imprevedibili, le quali hanno determinato un bilanciamento tra domanda e offerta assai favorevole. Ad oggi, la situazione è certo più rosea di sei mesi fa, nel momento del picco dei prezzi sul mercato TTF. Eppure, le fragilità strutturali dei fondamentali sui quali il mercato si poggia sono evidenti. Le incertezze lato domanda e offerta sono di magnitudini tali da consigliare cautela ai policymaker e attori di mercato nell'approcciare la questione della sicurezza energetica europea durante il prossimo inverno.

¹ Birol F., Where things stand in the global energy crisis one year on, International Energy Agency, 23 febbraio, 2023; Sheppard D., Europe's energy war with Russia is not over, warns IEA chief, Financial Times, 23 febbraio, 2023

² International Energy Agency, Gas Market Report: Q1-2023, Including Gas Market Highlight 2022, febbraio, P.42

³ Euractiv, Baltic states become first in Europe to stop Russian gas imports, 4 aprile, 2022

⁴ Ciò è accaduto in conseguenza dell'interruzione del transito proveniente dal punto d'ingresso di Sokhranivka, nell'est del paese, e raccolto nella stazione di compressione di Novopskov, caduta nelle mani delle truppe russe. TSOUA, Gazprom stops transporting gas through the GMS Sokhranivka, 11 maggio, 2022

⁵ Gazprom ha proposto la chiusura della falla apertasi a settembre e una possibile riattivazione in futuro del progetto, nel caso in cui le relazioni tra EU e Russia dovessero migliorare. Reuters, Russia set to methball damaged Nord Stream gas pipelines, 3 marzo, 2023

⁶ Vedi nota 2

⁷ Corriere della Sera, Gas, ecco i patti con l'Algeria, Meloni: "Così l'Italia aiuta l'UE", 23 gennaio, 2023; ANSA, L'annuncio di Eni: l'Italia azzererà le forniture di gas russo dal 2024-2025, ANSA, 23 gennaio, 2023

⁸ Vedi nota 2, P.44

⁹ Vedi nota 2, P.17

¹⁰ IEA, Coal 2022: Analysis and forecast to 2025, dicembre 2022; Jones D., European Electricity Review 2023, Ember, 31 gennaio 2023;

¹¹ Financial Times, BASF outlines further cost-cutting and 2,600 job losses as it downsizes in Germany, 24 febbraio, 2023; Bloomberg, Euro Zone Inflation Means no Rest for the ECB, 2 marzo, 2023

¹² Per un confronto tra i due scenari IEA e di come la situazione sia evoluta nel corso degli ultimi mesi: International Energy Agency, Natural gas supply-demand balance of the European Union in 2023: How to prepare for winter 2023/2024, febbraio 2023; International Energy Agency, Never Too Early to Prepare for Next Winter: Europe's Gas Balance for 2023-2024, novembre 2022

¹³ Commissione Europea, Press Remarks by Commissioner Valeň and Commissioner Simson at the informal meeting of EU transport and energy ministers, 27 febbraio, 2023

¹⁴ Vedi nota 12, Rif. 1, P.9

¹⁵ Rystad Energy, Low-Carbon investments to rise by \$60 billion in 2023 as inflation weakens; hydrogen and CCUS spending to surge, 13 gennaio, 2023

¹⁶ WindEurope, The EU built only 16 GW new wind in 2022: must restore investment confidence and ramp up supply chain, press release, 28 febbraio 2023

¹⁷ International Energy Agency, Electricity Market Report 2023, febbraio 2023

¹⁸ Euractiv, Belgian nuclear reactors extended for another 10 years, 10 gennaio, 2023

¹⁹ Bloomberg, France's Nuclear Energy Recovery is Starting to Stumble, 23 febbraio, 2023; Bloomberg, France Sees 'No Problem' Funding Macron's New Nuclear Reactors, 1 marzo, 2023

²⁰ Vedi nota 16

²¹ S&P Global Platts, US' Freeport seeks permissions for commercial operations of remaining LNG train, 27 febbraio, 2023

²² Vedi nota 12, Rif. 1, P.10

²³ Energy Intelligence, EU Seeks More Egyptian LNG Despite Demand Concerns, 13 febbraio, 2023

²⁴ S&P Global Platts, Algerian gas flows to Europe shrink, but Italy gains as trade ties strengthen, 31 gennaio, 2023

²⁵ S&P Global Platts, Indonesia's Tangguh LNG Train 3 in 'commissioning process:' minister, 3 marzo, 2023

²⁶ La piattaforma che renderà il progetto operativo è ora in viaggio dalla Cina verso le coste occidentali dell'Africa e dovrebbe consentire ai partner di mettere in funzione l'impianto entro la fine del 2023. Energy Connects, FPSO vessel for Greater Tortue Ahmeyim projects set off Mauritania and Senegal, 23 gennaio, 2023

²⁷ Il documento prova come, davanti a ingenti guadagni per le casse pubbliche e private, i partner si siano disinteressati delle conseguenze per la sismicità nella regione, provocando ingenti danni agli abitanti. Secondo le raccomandazioni dello stesso report, dovranno essere assicurate compensazioni adeguate alla popolazione, riaffermando la priorità degli interessi dello stato nel settore delle esplorazioni minerarie e fonti fossili. Washington Post, Inquiry issues damning report into Dutch gas drilling, 24 febbraio, 2023

²⁸ Romania Insider, Black Sea Oil and Gas may be fined in Romania for failure to sell part of gas on the regulated market, 6 marzo, 2023

²⁹ Vedi nota 12, Rif. 1, pp.11-12

³⁰ Reuters, Kremlin says those behind the blasts must be punished, 9 febbraio, 2023

³¹ Vedi nota 12, Rif. 1, pp.47-48

³² I cosiddetti second-tier buyers cinesi mancano completamente dal mercato sin dalla metà del 2021, quando i prezzi eccessivamente alti ne hanno determinato un'uscita forzata.

Bloomberg, China's Smaller LNG Firms are Buying Again After Price Drop, 6 marzo, 2023

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Risposte del NEMO Committee e di Europex alla Consultazione della Commissione Europea “Electricity market – reform of the EU’s electricity market design” | pubblicate in data 13 febbraio 2023 | Download <https://www.nemo-committee.eu/publication-detail/all-nemos-reply-to-ec-consultation> | <https://www.europex.org>

Con riferimento a quanto in oggetto, si rappresenta che nell’ambito del processo di consultazione pubblica “Reform of the EU’s Electricity Market Design” (EMD) condotto dalla Commissione Europea¹ e terminato il 13 febbraio u.s., il NEMO Committee - organo di governance dei NEMO europei operanti nel coupling unico del giorno prima ed infragiornaliero - ha pubblicato le proprie osservazioni in merito alle linee programmatiche proposte dalla Commissione, da adottare nel percorso di riforma del mercato dell’energia elettrica in UE.

Si rappresenta inoltre che anche Europex, associazione che aggrega le borse elettriche e gas europee, ha reso note le proprie osservazioni al documento di consultazione.

Il processo di consultazione di cui trattasi ha consentito agli stakeholders di esprimersi su diverse tematiche, tra le quali si evidenziano:

- la proposta di promuovere a livello europeo possibili soluzioni contrattuali long-term, anche al fine di supportare i nuovi investimenti nella generazione da fonti rinnovabili;
- le alternative al gas quale strumento per il bilanciamento del sistema elettrico;
- la promozione di strumenti di flessibilità o di demand side response;
- il rafforzamento della posizione dei consumatori finali, nonché dei livelli di integrità e trasparenza dei mercati all’ingrosso.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità anno 2022 / Riapertura temporanea: comunicazione dati capacità annuale (2021) e mensile (I° quadrimestre 2023) - soggetti inadempienti” | pubblicato in data 22 febbraio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), facendosi seguito a quanto previsto dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) con la Circolare n. 5806, ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 e il 31 marzo 2023, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (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” (PDC-OIL) - i dati relativi alla situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2022.

Con il medesimo comunicato, in attuazione delle previsioni contenute nella Circolare n. 5805 del MASE, il GME ha altresì reso noto che, nella succitata finestra temporale, i soggetti obbligati che non abbiano provveduto alla trasmissione:

- dei dati relativi alla capacità logistica dei propri depositi riferiti al 31 dicembre 2021 entro il 31 marzo 2022, nonché
- dei dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al I° quadrimestre 2023 nel periodo compreso tra il 1 dicembre e il 22 dicembre 2022, potranno accedere alla PDC-OIL per il relativo invio al GME.

È stato pertanto rinnovato l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza.

¹ La consultazione è stata avviata il 23 gennaio u.s. (cfr. Newsletter n.167 febbraio 2023)

Gli appuntamenti

15-16 marzo

Energy From Waste

Londra, Regno Unito

Organizzato da Mark Allen Group

<http://go.evnt.com/1222000-2?pid=80>

16 marzo

Nucleare: Perché no?

Milano, Italia

Organizzato da The Adam Smith Society

<https://www.adamsmith.it>

17-19 marzo

International Conference on Bioenergy and Clean Energy

Evento online e in presenza

Singapore

Organizzato da Icbce

<http://www.icbce.org>

20 marzo

Mediterranean Energy Perspectives 2022

Milano, Italia

Organizzato da OME e World Energy Council

<https://www.pam.int>

21 marzo

Eurogas Annual Conference

Brussels, Belgio

Organizzato da Eurogas

<https://www.eurogas.org>

22-24 marzo

Key energy

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.keyenergy.it/k.ey-2023/about/key-2023>

23 marzo

Digitale e Green Economy riscrivono il futuro dell'industria italiana

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

24-26 marzo

International Conference on Key Engineering Materials

Evento online e in presenza

Istanbul, Turchia

Organizzato da Ickem

<http://www.ickem.org>

29 marzo

Italian Renewables Summit 2023

Milano, Italia

Organizzato da Utilitenergy

<https://utilitenergy.it>

30 marzo

Fonti Alternative per la Nuova Energia: Rinnovabili, Idrogeno, Nucleare

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy Business

<https://racsacademy.corriere.it>

30 marzo- 1 aprile

Energymed: fonti rinnovabili ed efficienza energetica dei paesi del Mediterraneo

Napoli, Italia

Organizzato da ANEA

https://www.anea.eu/progetti/pr_energymed.htm

21 aprile

Le nuove frontiere delle bioenergie: politiche e buone pratiche verso l'autonomia energetica

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiper

<https://www.fiper.it>

25-27 aprile

WindEurope Annual Event

Copenhagen, Danimarca

Organizzato da WindEurope e Green Power Denmark.

<https://windeurope.org/annual2023/>

17- 19 maggio

Hydrogen Expo 2023

Piacenza, Italia

Organizzato da Mediapoint Exhibitions

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

30 maggio

Innovazione Sostenibile: Città, Cittadini ed Aziende

Torino, Italia

Organizzato dal Forum dell'Economia Aziendale

<https://www.festivaloff.it/2022/05/09/innovazione-sostenibile-citta-cittadini-e-aziende>

1- 4 giugno

Festival internazionale dell'economia

Torino, Italia

Organizzato da Editori Laterza e Torino Local Committee

<https://www.festivalinternazionaledeleconomia.com>

15 giugno

Blue & Green 2023 Conference

Milano, Italia

Organizzato da the Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>



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.