

APPROFONDIMENTI

SCENARI GLOBALI DI INVESTIMENTO NEL MERCATO DEL GNL

Di Francesco Sassi - RIE

Con il proseguo della crisi energetica globale e il ritorno dei governi ad una prepotente iniziativa di carattere politico e strategico al fine di incidere sulla sicurezza energetica nazionale ed europea, il settore del gas naturale liquefatto (GNL) sta vivendo un momento di forte sviluppo. Il persistere del conflitto tra Ucraina e Russia e lo stato di decadimento delle relazioni russo europee ha determinato un calo di oltre il 50% delle forniture russe all'Europa nei primi 10 mesi dell'anno. Uno sconvolgimento che, secondo la Commissione Europea, necessiterà di diversificare gli acquisti di gas naturale attraverso un incremento dei volumi di GNL dell'ordine di 50 mmc (miliardi di metri cubi), mentre sono 10 mmc di gas addizionali richiesti via gasdotti, e circa 10 miliardi di euro di investimenti infrastrutturali (sia GNL che gasdotti) entro il 2030¹. Nei primi 10 mesi dell'anno, l'Europa ha infatti importato circa 137 mmc di GNL, pari circa al 40% in più su base annuale. Eppure, i tassi di utilizzo delle infrastrutture di GNL a livello globale sono calati nel 2022 rispetto la media del periodo 2018-2021. Un segnale che problemi di carattere più strutturale, come l'incapacità di produrre gas naturale nel settore upstream, difficoltà tecniche e complicazioni dovute alla manutenzione degli impianti hanno indebolito la performance del settore del GNL². La presente analisi approfondisce vari aspetti dei nuovi scenari del mercato del GNL, dal ruolo sempre più importanti di alcuni paesi produttori, agli investimenti fatti in termini di liquefazione e rigassificazione, alle modifiche inerenti agli aspetti contrattuali di un mercato in espansione, soprattutto in Europa. Allo stesso

modo, l'articolo affronta alcuni punti critici per il futuro della stessa industria, da cui potrebbero derivare problematiche significative in un futuro che, nonostante la crisi, continua ad essere focalizzato sul tema della transizione energetica.

Uno sguardo globale sul mercato del GNL

Nel prossimo futuro, i mercati che traineranno la domanda di gas naturale saranno quelli del Nord America e dell'Asia, mentre quelli di Europa e America Latina sono destinati a segnare una marcata decrescita. Sono gli Stati Uniti, dove la domanda è cresciuta del 4% nei primi otto mesi dell'anno, e il Canada, dove l'incremento è stato dell'8% su base annua e dove il gas ha contribuito a sostituire il carbone in larga parte, a registrare il maggior contributo della domanda nell'America del Nord.

In questo continente, l'AIE si aspetta che la domanda di gas nel 2023 rimanga stabile ai livelli attuali o eventualmente cali al massimo dell'1% su base annua³. Diversa invece la proiezione della domanda in Asia dove, nel corso del 2022, gli alti prezzi, il rallentamento dell'economia e la persistenza della pandemia hanno di fatto fermato la stessa ai livelli dello scorso anno, dopo una crescita che nel 2021 si era attestata ad oltre il 7%. Nel 2023, l'AIE prevede un aumento della domanda di gas in Asia di circa il 3%, anticipando così una normalizzazione della situazione pandemica e una modesta crescita di Cina e India, il cui recupero nella domanda di gas naturale risulta chiave per delineare il destino del gas nell'intero continente.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2022

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

 Scenari globali di investimento nel
 mercato del GNL

Di Francesco Sassi - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il Pun, a 224,51 €/MWh, si mantiene sui livelli del 2021 e riduce la sua distanza dai prezzi elettrici registrati sulle principali borse europee. In un contesto connotato da acquisti inferiori a quelli del 2021 (MGP: 22,9 TWh) e da una liquidità del mercato al 73,3%, la dinamica del Pun riflette ancora l'andamento dei costi del gas, più elevati di un anno fa e ad un nuovo rialzo mensile. Su base zonale torna ad allargarsi lo spread tra i prezzi delle zone centrali e settentrionali (224/228

€/MWh) e il meridione (213/214 €/MWh) e resta più bassa la quotazione in Sicilia (208 €/MWh). Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra ancora scambi ai massimi degli ultimi mesi (2,3 TWh, +4,1% su ottobre), in crescita sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID, nella quale i volumi si portano al massimo di 0,4 TWh totalizzati in oltre 182 mila abbinamenti. In aumento, infine, i volumi registrati nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A novembre il Pun si porta a 224,51 €/MWh, passando dai circa 150 €/MWh medi della prima settimana a oltre 360 €/MWh medi degli ultimi giorni, nei quali si osservano, peraltro, prezzi del gas superiori a 130 €/MWh (nei primi giorni del mese il gas era sceso anche fino a 20 €/MWh) e una maggiore frequenza di allineamento con le quotazioni estere. In presenza di acquisti nazionali inferiori ai livelli dello scorso anno, ma in aumento su ottobre, gli effetti rialzisti del gas risultano parzialmente attenuati da

maggiori volumi competitivi esteri e rinnovabili al centro-meridione.

Nei gruppi di ore il Pun si porta a 274,03 €/MWh nelle ore di picco, con un rapporto picco/baseload a 1,22, e a 180,78 €/MWh nelle giornate festive. Il massimo livello orario, pari a 501,10 €/MWh, si raggiunge alle ore 18 del 29 novembre con il Sistema italiano unito in un'unica zona di mercato anche con le limitrofe borse estere in coupling e con la Germania (Grafico 1 e Tabella 1).

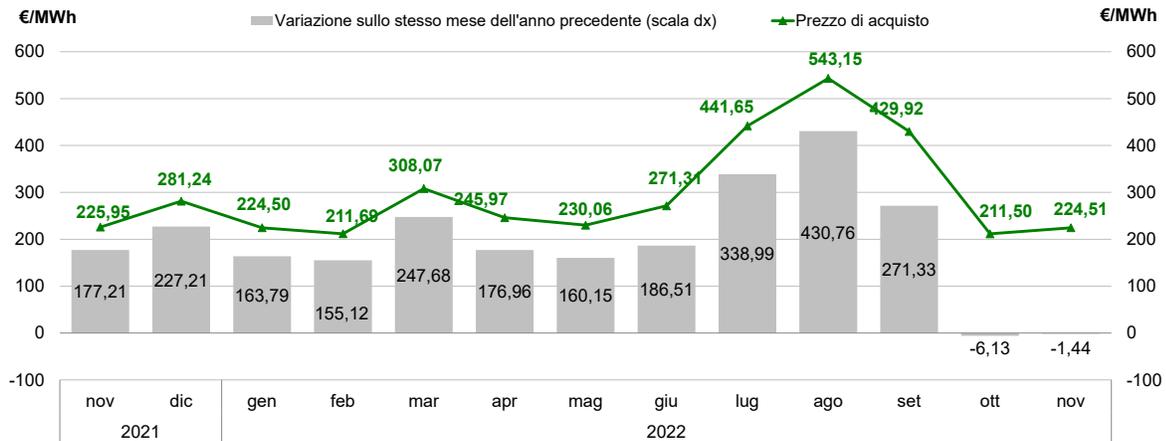
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	224,51	225,95	-1,44	-0,6%	23.297	-6,1%	31.771	-6,0%	73,3%	73,4%
<i>Picco</i>	274,03	269,31	+4,73	+1,8%	28.280	-7,2%	38.887	-5,6%	72,7%	73,9%
<i>Fuori picco</i>	197,85	202,61	-4,76	-2,4%	20.613	-5,3%	27.938	-6,3%	73,8%	73,0%
<i>Minimo orario</i>	80,33	119,00			14.031		20.607		64,9%	63,5%
<i>Massimo orario</i>	501,10	400,00			32.814		44.158		81,1%	83,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



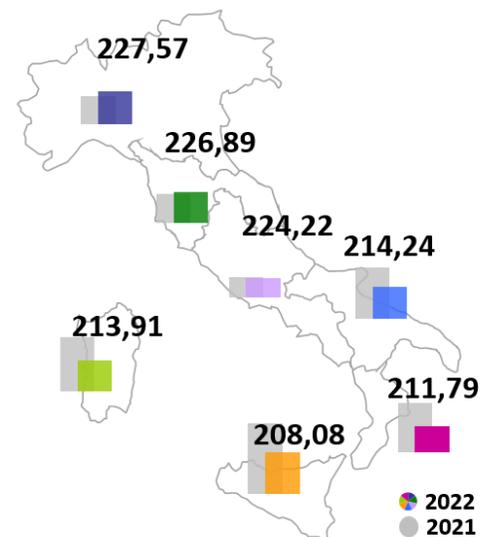
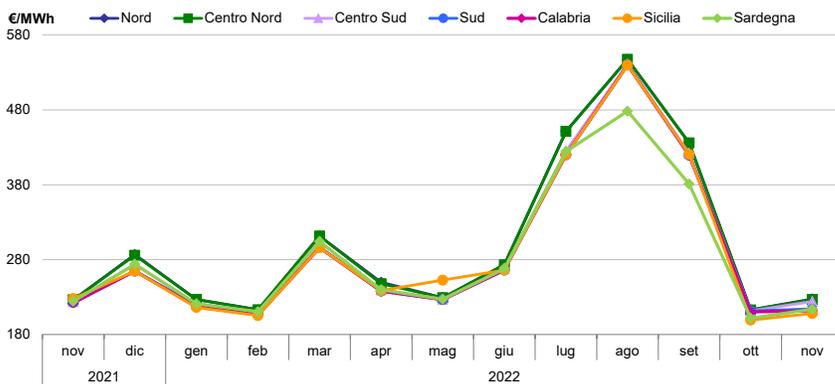
I PREZZI ZONALI

A livello locale, in presenza anche di frequenti limitazioni sul transito SUD-CSUD, i prezzi di vendita delle zone centrali e del Nord (224/228 €/MWh) tornano più elevati di quelli registrati al meridione e in Sardegna (213/214 €/MWh) e in

Sicilia (208 €/MWh). Sulle isole si osservano ancora minimi orari a 0/3 €/MWh in corrispondenza di ore connotate da limitazioni sui transiti con il continente e da ampia disponibilità eolica (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è pari a 22,9 TWh, con volumi transitati nella borsa elettrica del GME a 16,8 TWh e movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP a 6,1 TWh. In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato si attesta al 73,3% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Sul lato della domanda, gli acquisti nazionali si attestano a 22,3 TWh, in crescita mensile soprattutto al Nord, e gli acquisti esteri (esportazioni) a 0,6 TWh, soddisfatti, sul fronte delle vendite, da volumi nazionali per 18,2 TWh e importazioni per 4,7 TWh, queste ultime in aumento mensile soprattutto dalla Svizzera (Tabella 4).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.773.633	-6,1%	73,3%
Operatori	10.704.761	-21,0%	46,8%
GSE	1.376.873	-2,9%	6,0%
Zone estere	4.691.999	+62,0%	20,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.101.183	-5,7%	26,7%
Zone estere	965	-98,8%	0,0%
Zone nazionali	6.100.218	-4,5%	26,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.874.816	-6,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	13.387.090	+26,7%	
OFFERTA TOTALE	36.261.905	+3,9%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.773.633	-6,1%	73,3%
Acquirente Unico	1.639.789	-34,7%	7,2%
Altri operatori	11.443.946	-1,0%	50,0%
Pompaggi	13.130	+376,4%	0,1%
Zone estere	577.059	-25,8%	2,5%
Saldo programmi PCE	3.099.710	+2,7%	13,6%
PCE (incluso MTE)	6.101.183	-5,7%	26,7%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.200.893	-2,9%	40,2%
Saldo programmi PCE	-3.099.710	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.874.816	-6,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	637.087	-28,6%	
DOMANDA TOTALE	23.511.903	-6,8%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

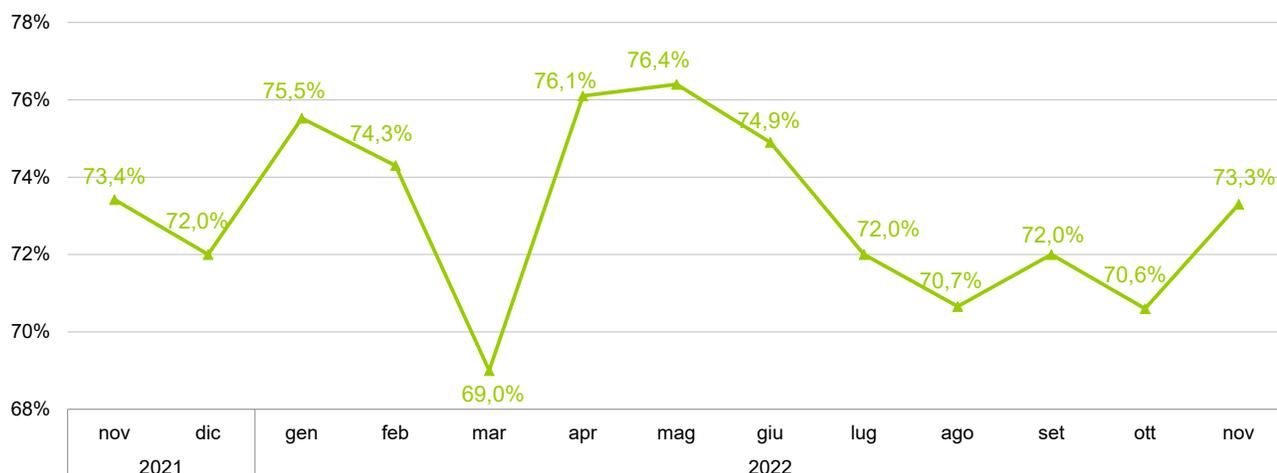


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
	MWh								
Nord	15.611.773	21.683	-11,7%	8.915.957	12.383	-24,8%	12.957.075	17.996	-5,4%
Centro Nord	1.386.587	1.926	-7,2%	1.125.961	1.564	-11,3%	1.905.291	2.646	-6,1%
Centro Sud	4.338.537	6.026	+6,4%	1.788.612	2.484	-30,9%	3.825.927	5.314	-4,5%
Sud	4.108.242	5.706	+26,1%	2.908.656	4.040	+1,2%	1.316.746	1.829	-5,6%
Calabria	2.394.994	3.326	+54,0%	972.730	1.351	+32,6%	411.445	571	-4,5%
Sicilia	2.420.844	3.362	+2,7%	1.406.768	1.954	+25,5%	1.236.608	1.718	-4,2%
Sardegna	1.166.135	1.620	-2,4%	1.063.163	1.477	+17,2%	644.664	895	-8,3%
Totale nazionale	31.427.111	43.649	-0,6%	18.181.848	25.253	-14,9%	22.297.757	30.969	-5,3%
Estero	4.834.794	6.715	+47,3%	4.692.968	6.518	+57,7%	577.059	801	-26,3%
Sistema Italia	36.261.905	50.364	+3,9%	22.874.816	31.771	-6,0%	22.874.816	31.771	-6,0%

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

LE FONTI

In termini di composizione delle vendite nazionali, a novembre tornano in crescita mensile i volumi delle fonti rinnovabili (8,4 GWh medi), che tuttavia permangono su livelli tra i più bassi degli ultimi anni, soprattutto per effetto di volumi idrici ancora modesti. La dinamica di crescita interessa l'eolico al centro-meridione e sulle isole e l'idroelettrico al Nord. In modesta riduzione, invece, le vendite da fonti tradizionali, concentrata sugli impianti a gas del centro-meridione e della Sicilia.

Complessivamente invariate le vendite a carbone, in calo al Centro Sud in corrispondenza di indisponibilità di capacità dichiarate ai sensi Remit, mentre crescono le vendite degli altri impianti tradizionali, nell'ambito definito dalla Delibera 430/2022. Alla luce di quanto sopra descritto, salgono rispettivamente al 13,0% e al 10,5% le quote di mercato dell'idroelettrico e dell'eolico, mentre scende al 48,3% quella del gas, restando attorno al 10% quella del carbone (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	8.881	-27,1%	699	-13,2%	1.252	-49,6%	2.413	-11,0%	1.024	+64,4%	1.330	+47,4%	1.123	+18,1%	16.722	-19,0%
Gas	7.523	-31,0%	644	-13,4%	663	-61,1%	1.113	-38,6%	908	+81,5%	807	+21,0%	544	+2,1%	12.203	-27,7%
Carbone	588	+23,5%	-	-	318	-42,9%	1.092	+46,4%	0	-	-	-	509	+39,1%	2.507	+16,9%
Altre	770	-3,3%	55	-10,9%	270	+23,5%	208	+39,4%	116	-5,6%	524	+121,7%	70	+34,6%	2.013	+23,0%
Fonti rinnovabili	3.427	-16,4%	865	-9,7%	1.222	+12,6%	1.627	+27,0%	327	-17,4%	623	-0,9%	353	+15,2%	8.444	-3,5%
Idraulica	2.210	-21,1%	107	-37,6%	414	-13,1%	335	+35,3%	51	-	102	+2,8%	52	+20,9%	3.271	-16,8%
Geotermica	-	-	613	-2,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	613	-2,1%
Eolica	12	+8,4%	28	-19,6%	598	+44,7%	1.107	+27,0%	237	-9,5%	429	-7,3%	234	+13,2%	2.645	+16,9%
Solare e altre	1.205	-6,5%	118	-6,1%	209	+7,4%	185	+14,2%	40	-1,7%	91	+38,7%	68	+18,3%	1.915	-0,9%
Pompaggio	75	-61,9%	-	-	11	-63,2%	-	-	-	-	0,85	-96,7%	-	-100,0%	87	-65,9%
Totale	12.383	-24,8%	1.564	-11,3%	2.484	-30,9%	4.040	+1,2%	1.351	+32,6%	1.954	+25,5%	1.477	+17,2%	25.253	-14,9%

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

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

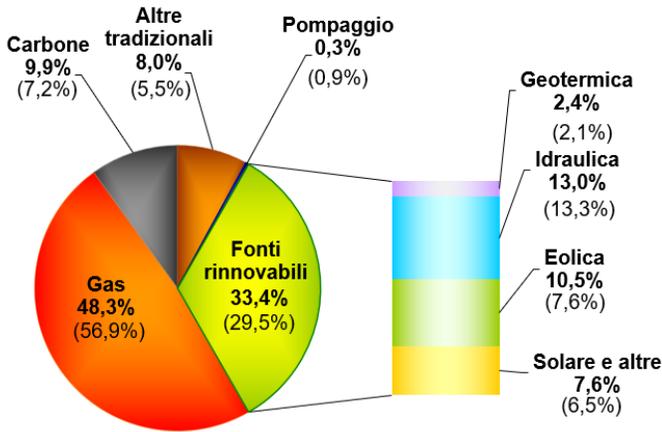
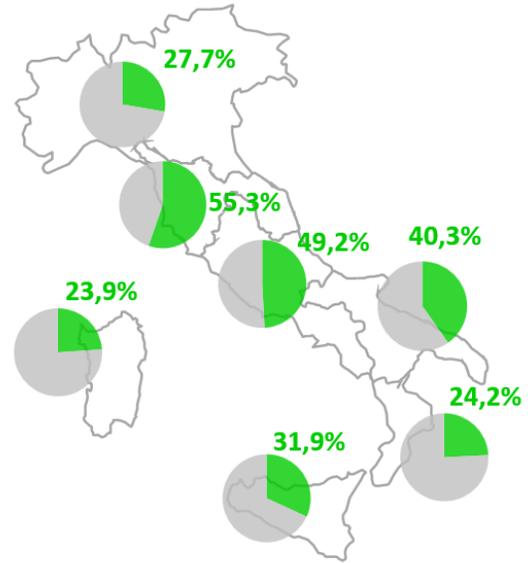


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

In aumento mensile l'import netto dell'Italia, che si attesta a 4,1 TWh, dinamica che interessa soprattutto la frontiera settentrionale e la parte centrale del mese, in corrispondenza di un innalzamento della NTC, soprattutto sul confine svizzero,

e di quotazioni estere inferiori al prezzo italiano sulle frontiere in coupling. Il livello di import, invece, si riduce negli ultimi giorni del mese quando si registra un elevato allineamento dei riferimenti italiani a quelli esteri (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*	2.060.663 (1.052.813)	98,6% (80,7%)	1,0% (16,8%)	0,4% (2,5%)	66,1% (40,0%)	0,1% (7,9%)	3.302 (2.651)	2.065.116 (1.155.867)	2.065.110 (1.123.467)	1.365 (1.108)	4.453 (103.054)	4.445 (99.554)
Italia - Svizzera	1.836.515 (810.149)	99,9% (82,2%)	0,1% (17,8%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.887 (3.753)	1.904.022 (1.091.183)	n/a n/a	2.934 (2.521)	67.507 (281.034)	n/a n/a
Italia - Austria*	127.503 (130.250)	74,2% (79,6%)	22,8% (9,6%)	3,0% (10,8%)	65,8% (74,4%)	20,0% (8,6%)	267 (248)	140.570 (136.904)	140.568 (136.904)	105 (106)	13.067 (6.654)	13.061 (6.654)
Italia - Slovenia*	140.238 (227.675)	64,2% (73,1%)	31,1% (17,6%)	4,7% (9,3%)	43,6% (36,5%)	17,1% (5,3%)	664 (681)	252.448 (270.472)	252.448 (270.472)	669 (669)	112.210 (42.797)	112.210 (42.797)
Italia - Montenegro	75.459 (132.497)	58,3% (70,1%)	41,3% (29,6%)	0,4% (0,3%)	10,3% (10,8%)	1,1% (1,1%)	601 (593)	222.896 (210.273)	n/a n/a	609 (638)	147.436 (77.776)	n/a n/a
Italia - Grecia	-44.320 (-51.348)	44,9% (43,1%)	54,6% (56,9%)	0,5% (-)	- (-)	- (-)	516 (525)	107.239 (111.788)	107.239 (111.788)	516 (525)	151.559 (163.136)	151.559 (163.136)
Italia - Malta	-11.929 (-44.078)	3,1% (-)	17,8% (86,9%)	79,1% (13,1%)	- (-)	0,6% (-)	225 (225)	673 (-)	n/a n/a	225 (225)	12.602 (44.078)	n/a n/a
TOTALE**	4.184.129 (2.257.958)							4.692.964 (2.976.487)	2.565.365 (1.642.631)		508.835 (718.529)	281.276 (312.141)

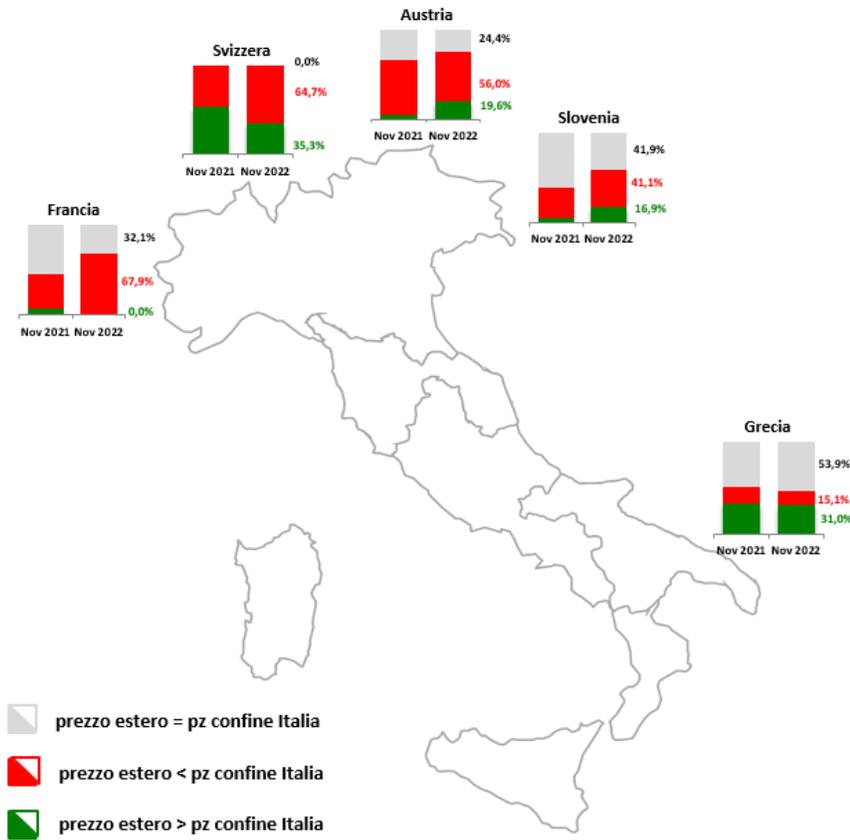
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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)

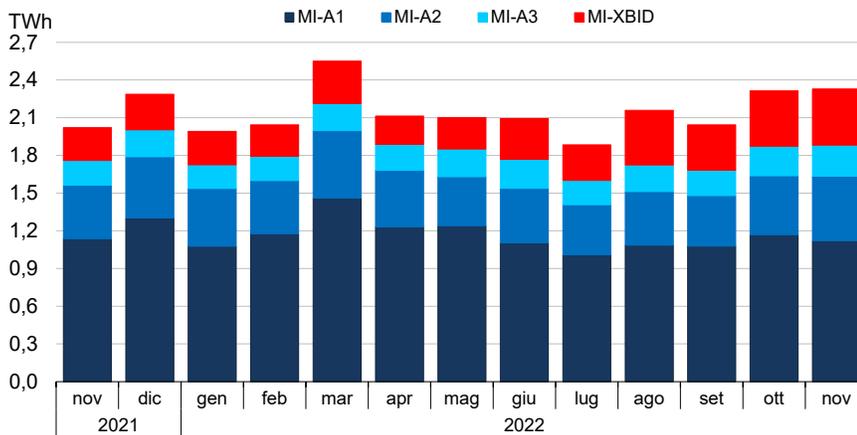
A novembre i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,3 TWh (massimo da aprile, +4,1% su ottobre). La crescita interessa ancora sia i mercati in asta, su cui resta concentrata la gran parte degli scambi (1,9 TWh, 1,1 TWh sul MI-A1), che XBID (446,9 GWh, massimo dall'avvio del mercato, per oltre 182 mila abbinamenti), la cui quota sul totale degli scambi resta al 19%. Come nei mesi precedenti, oltre il 90% degli scambi XBID risulta 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.

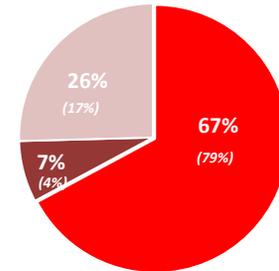
I prezzi osservati nel MI si attestano tra 223 €/MWh di MI2 e 242 €/MWh di MI3, tutti leggermente inferiori ai corrispondenti valori del MGP. Il ranking dei prezzi zonali segue quanto osservato sul MGP, mostrando quotazioni generalmente più elevate nelle zone centrali e al Nord (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9). Si segnalano, su XBID, abbinamenti a prezzi negativi in tutte le zone, la gran parte dei quali in Sicilia, dove si raggiungono minimi a -200 €/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		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	542.441	-10,0%	177.859	16,4%	88.288	35,7%	808.589	-1,5%	115.292	51,9%	923.881	3,0%
Centro Nord	65.436	-9,9%	30.274	28,7%	13.988	42,8%	109.699	3,5%	21.124	58,4%	130.823	9,7%
Centro Sud	197.292	87,3%	101.774	132,4%	40.931	70,7%	339.997	96,4%	53.938	177,5%	393.935	104,6%
Sud	135.819	4,5%	102.861	42,3%	45.886	13,0%	284.566	17,1%	68.117	88,3%	352.683	26,4%
Calabria	28.263	68,9%	9.500	-24,4%	7.358	-23,2%	45.122	16,1%	6.595	94,8%	51.717	22,4%
Sicilia	77.583	-11,7%	33.653	1,4%	22.795	42,1%	134.031	-2,2%	19.978	59,6%	154.008	2,9%
Sardegna	27.606	-7,1%	14.521	-8,7%	10.773	-5,6%	52.901	-7,2%	13.991	6,1%	66.891	-4,7%
Estero	46.761	-49,1%	42.601	-40,2%	17.817	-16,6%	107.179	-41,9%	147.820	71,8%	254.999	-5,8%
Totale	1.121.202	-1,4%	513.044	20,6%	247.837	25,3%	1.882.083	6,9%	446.854	71,9%	2.328.937	15,3%

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

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	606.711	-5,1%	199.491	5,6%	83.630	13,6%	889.833	-1,3%	118.629	120,2%	1.008.462	5,6%
Centro Nord	73.698	17,9%	17.992	-7,1%	7.159	-31,2%	98.849	7,1%	21.903	108,2%	120.752	17,5%
Centro Sud	131.202	-5,2%	63.692	32,2%	33.385	59,3%	228.279	10,0%	39.393	134,1%	267.672	19,3%
Sud	114.042	-22,4%	82.133	26,1%	38.232	47,9%	234.407	-1,5%	57.435	157,4%	291.843	12,1%
Calabria	52.299	188,3%	19.099	48,8%	12.571	41,9%	83.970	110,8%	10.414	98,4%	94.383	109,3%
Sicilia	80.375	27,1%	38.812	45,0%	17.594	24,2%	136.781	31,3%	18.428	160,1%	155.209	39,5%
Sardegna	15.193	-12,5%	14.501	24,8%	6.146	-26,0%	35.840	-3,9%	15.229	151,3%	51.069	17,8%
Estero	47.681	-7,3%	77.326	47,1%	49.118	37,5%	174.124	24,6%	165.424	19,8%	339.548	22,2%
Totale	1.121.202	-1,4%	513.044	20,6%	247.837	25,3%	1.882.083	6,9%	446.854	71,9%	2.328.937	15,3%

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

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

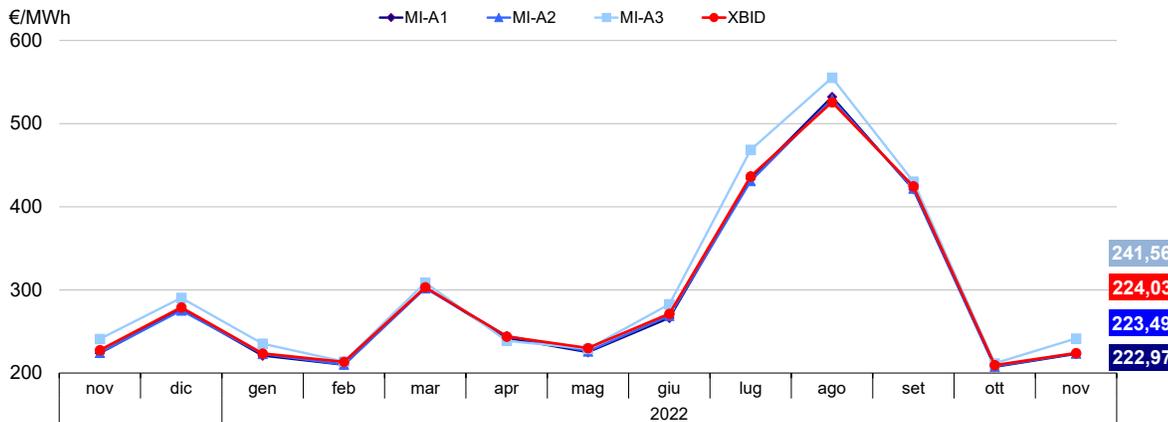


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA				
			MI-A1 (1-24 h) €/MWh var %	MI-A2 (1-24 h) €/MWh var %	MI-A3 (13-24 h) €/MWh var %	X-BID (1-24 h) €/MWh var %				
Nord	227,57	245,63	227,87 (+0,1%)	0,9%	228,00 (+0,2%)	0,7%	245,59 (-0,0%)	1,6%	227,76 (+0,1%)	-0,1%
Centro Nord	226,89	245,87	227,44 (+0,2%)	0,6%	227,95 (+0,5%)	0,7%	246,53 (+0,3%)	1,8%	231,81 (+2,2%)	-0,6%
Centro Sud	224,22	243,63	224,40 (+0,1%)	0,9%	225,18 (+0,4%)	1,0%	244,64 (+0,4%)	1,1%	226,09 (+0,8%)	-0,1%
Sud	214,24	232,37	215,22 (+0,5%)	-2,5%	215,34 (+0,5%)	-2,6%	237,34 (+2,1%)	-1,0%	218,56 (+2,0%)	-3,0%
Calabria	211,79	229,95	211,31 (-0,2%)	-3,9%	213,65 (+0,9%)	-3,0%	232,78 (+1,2%)	-2,7%	214,09 (+1,1%)	-5,9%
Sicilia	208,08	228,37	206,02 (-1,0%)	-8,9%	210,32 (+1,1%)	-6,0%	229,71 (+0,6%)	-5,4%	208,65 (+0,3%)	-9,8%
Sardegna	213,91	234,61	213,81 (-0,0%)	-3,8%	216,40 (+1,2%)	-3,0%	234,62 (+0,0%)	-3,0%	217,69 (+1,8%)	-6,6%

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

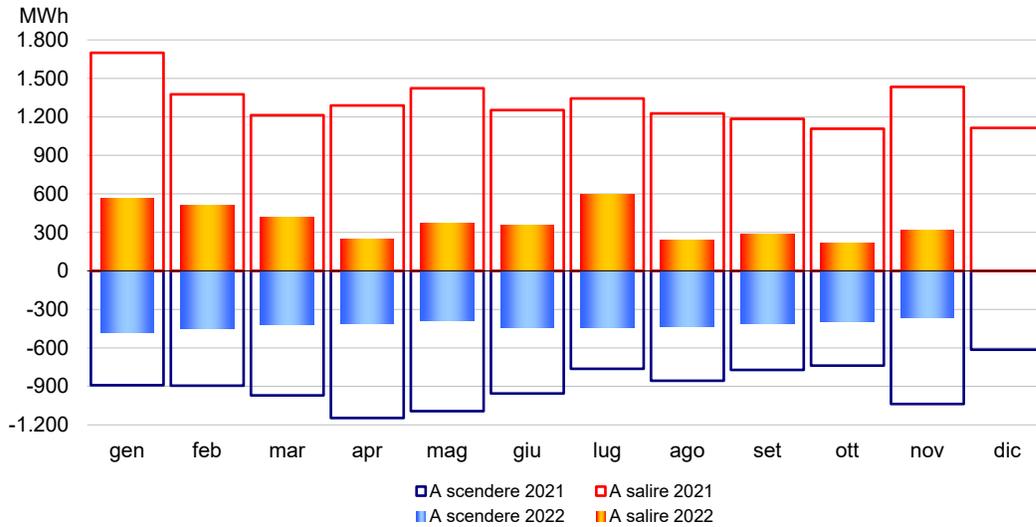
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

Si confermano esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, TWh e le sue vendite sul mercato a scendere 0,3 TWh con gli acquisti di Terna sul mercato a salire pari a 0,2 (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

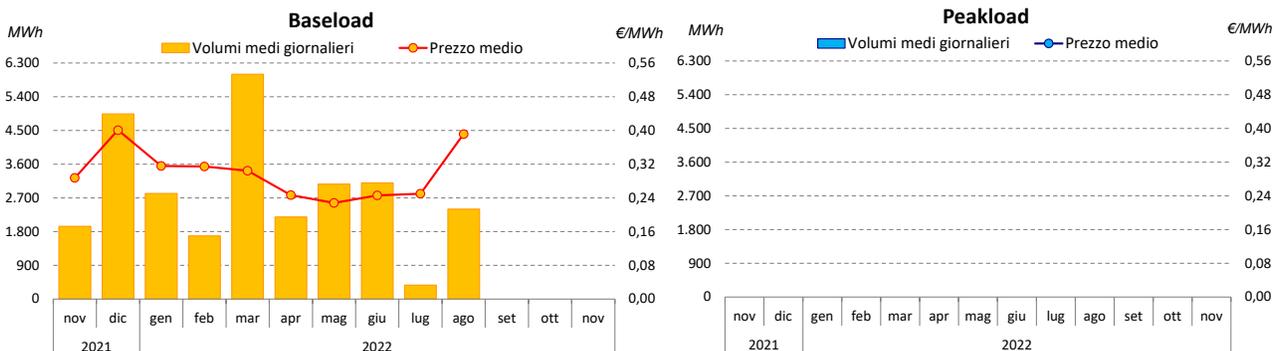
A novembre non si sono registrati scambi sul MPEG (Figura 2).

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	-	0/30	-	-	-	-	-
	(52)	16/30	(0,29)	(0,15)	(0,50)	(31.008)	(1.938)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	-	-	-	-	-	-	-
	(52)	-	-	-	-	(31.008)	-

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Dicembre 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Dicembre 2022	304,39	-20,5%	-	-	-	-	-	1	744
Gennaio 2023	312,54	-19,2%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2023	337,21	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2023	288,19	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	311,84	-15,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	284,77	-5,9%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	298,95	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	319,96	+4,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	303,89	-5,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-	-	0

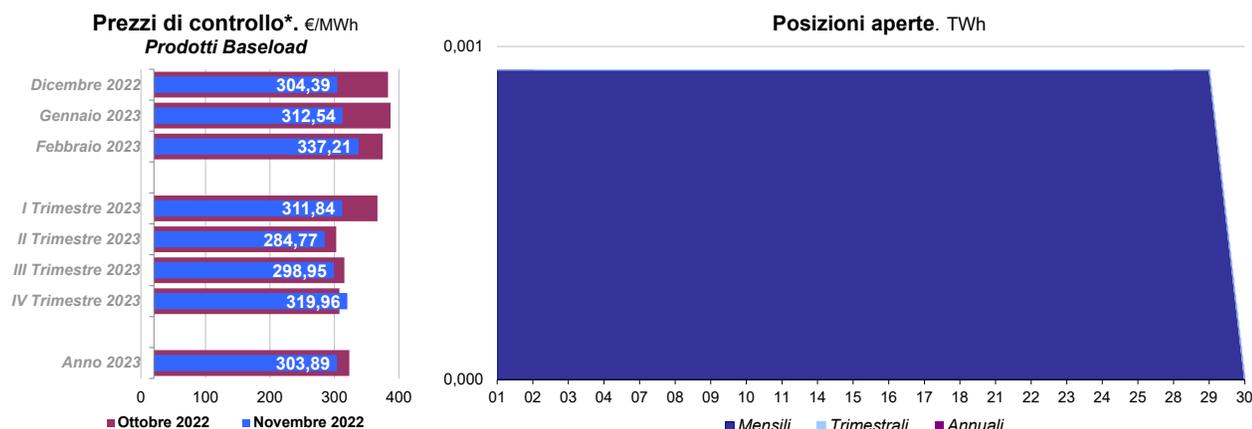
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Dicembre 2022	350,81	-19,5%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2023	357,65	-18,2%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2023	361,14	-8,8%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2023	305,02	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	340,10	-13,9%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	300,00	-4,7%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	321,66	-4,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	371,64	+6,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	333,35	-4,3%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-	-	-
TOTALE			-	-	-	-	-	-	0

* 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 novembre si attestano a 22,3 TWh, mentre la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE risulta pari a 13,1 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, si attesta a 1,71 (Grafico 10). Quanto ai programmi registrati, ammontano a 6,1 TWh nei conti in immissione e a 9,2 TWh in quelli in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 7,0 TWh e 3,9 TWh.

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

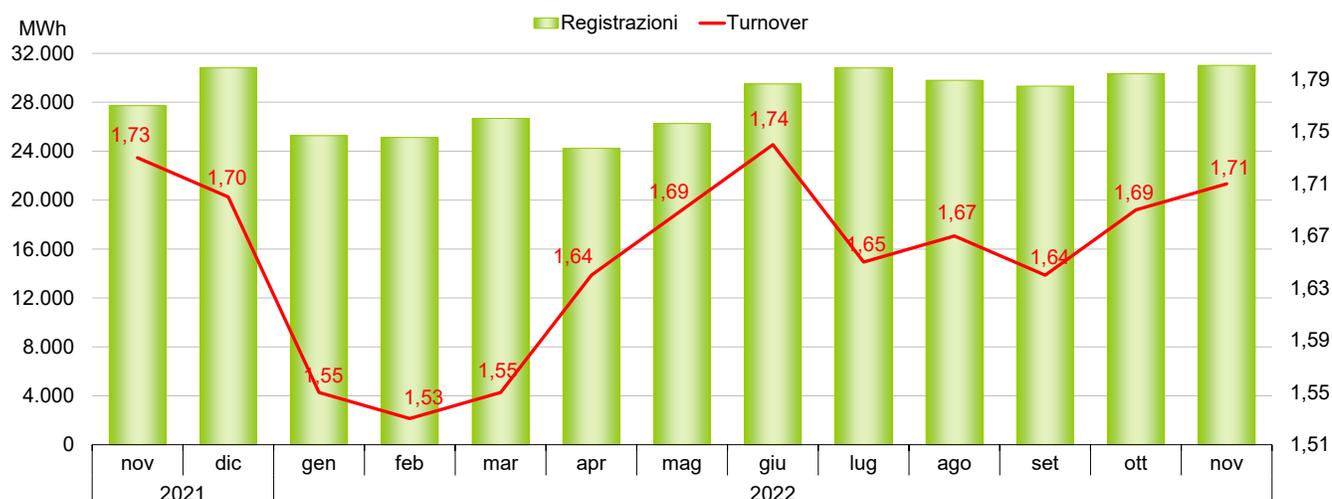
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	5.815.214	- 2,2%	26,0%	Richiesti	7.903.537	+7,1%	9.203.390	-3,0%
Off Peak	411.450	+254,2%	1,8%	Rifiutati	1.802.354	+97,0%	2.497	-14,4%
Peak	342.978	+196,2%	1,5%	Registrati	6.101.183	-5,7%	9.200.893	-3,0%
Week-end	-	-	-	Sbilanciamenti a programma	6.960.352	+36,7%	3.860.643	+86,2%
Totale Standard	6.569.642	+6,4%	29,4%	Saldo programmi	-	-	3.099.710	+2,7%
Totale Non standard	15.763.098	+14,3%	70,6%					
PCE bilaterali	22.332.741	+11,9%	100,0%					
MTE	720	- 98,6%	0,0%					
MPEG	-	-	-					
TOTALE PCE	22.333.461	+11,4%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	13.061.535	+13,0%						

* 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 novembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 5.784 milioni di mc (61,2 TWh), in corrispondenza di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 4.820 milioni di mc (51,0 TWh), di cui il 74% concentrato nei punti di Mazara, Melendugno e Cavarzere (37,7 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano seppure esigue le iniezioni nei siti (0,3 TWh), mentre riprendono le erogazioni (7,7 TWh). La produzione nazionale si porta a 266 milioni di mc

(2,8 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi negoziati si attestano a 15,6 TWh, valore rappresentativo di una quota pari al 25,5% del totale dei consumi. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati day-ahead (71%), in particolare a negoziazione continua (7,6 TWh e nuovo massimo storico). Per quanto riguarda i prezzi, salgono le quotazioni su MGP-Gas, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 94 €/MWh; TTF: 91 €/MWh).

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 5.784 milioni di mc (61,2 TWh), di cui 964 milioni di mc (10,2 TWh) relativi al settore industriale e 2.649 milioni di mc (28,0 TWh) a quello civile, ambedue in crescita sul mese precedente. Si attesta a 1.888 milioni di mc (20,0 TWh) la domanda del comparto termoelettrico, in calo rispetto a ottobre in corrispondenza di un incremento delle importazioni di energia elettrica e maggiore disponibilità di offerta rinnovabile. In ripresa, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 283 milioni di mc (3,0 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.820 milioni di mc, 51,0 TWh), i volumi di gas in ingresso tramite gasdotto ammontano a 3.487 milioni di mc (36,9 TWh), di questi circa il 55% proveniente dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL risultano pari a 1.333

milioni di mc (14,1 TWh). Rispetto a ottobre la modulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata mostra una flessione diffusa, più consistente a Tarvisio (1,7 TWh, 3% del totale) e più contenuta a Melendugno (9,0 TWh, con una quota al 18%). In ripresa i flussi a Gela (3,2 TWh) e Cavarzere (3,20 TWh), mentre tornano a regime ordinario i volumi al terminale di rigassificazione di Panigaglia (3,0 TWh), con quote che ammontano complessivamente al 29% del totale approvvigionato.

Nel secondo mese dell'anno termico 2022/2023, continuano, seppure esigue, le iniezioni nei siti di stoccaggio fino a circa metà mese (0,3 TWh), mentre riprendono le erogazioni (7,7 TWh), per una giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese a 11.998 milioni di mc (126,9 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend
Importazioni	4.820	51,0	-17,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.921	20,3	-0,1%
Tarvisio	158	1,7	-92,5%
Passo Gries	277	2,9	+203,9%
Gela	282	3,0	-3,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	851	9,0	+9,3%
Panigaglia (GNL)	302	3,2	+71006,8%
Cavazere (GNL)	795	8,4	+25,4%
Livorno (GNL)	236	2,5	-
Produzione Nazionale	266	2,8	+1,3%
Erogazioni da stoccaggi	728	7,7	-54,9%
TOTALE IMMESSO	5.814	61,5	-24,5%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.501	58,2	-25,8%
Industriale	964	10,2	-20,5%
Termoelettrico	1.888	20,0	-30,1%
Reti di distribuzione	2.649	28,0	-24,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	283	3,0	-0,1%
TOTALE CONSUMATO	5.784	61,2	-24,9%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	30	0,3	-
TOTALE PRELEVATO	5.814	61,5	-24,5%

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

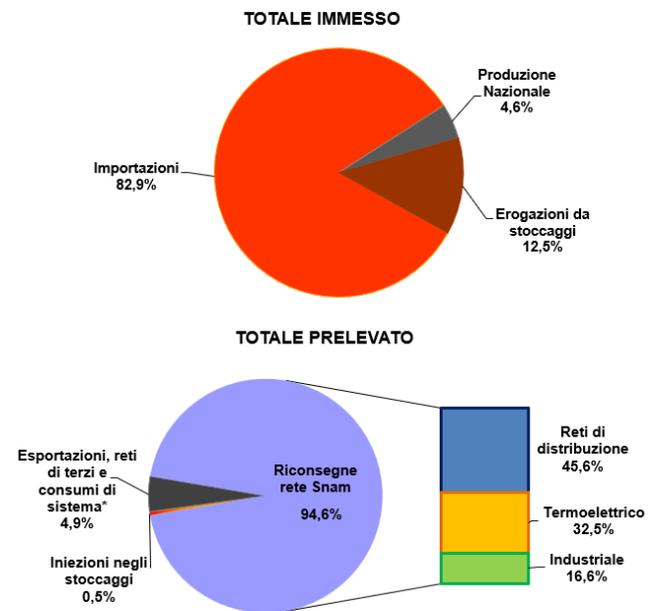
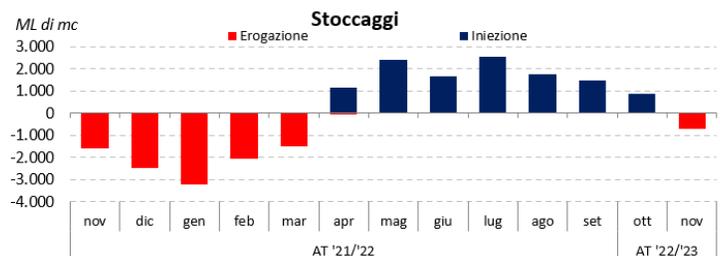
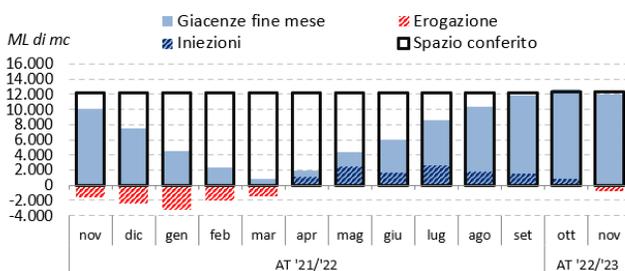


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2022)	11.998	126,9	+19,8%
Erogazione (flusso out)	728	7,7	-54,9%
Iniezione (flusso in)	30	,3	-
Flusso netto	698	7,4	-56,8%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	97,8%		+15,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni sui principali hub europei tornano, dopo due cali consecutivi, in crescita sul mese precedente, attestandosi a 94,3 €/MWh al PSV e a 91,3 €/MWh al TTF. Entrambe le quotazioni presentano un andamento altalenante con una crescita particolarmente consistente nella prima parte del mese, quando si osserva anche un più elevato e volatile scollamento tra

i due riferimenti. Tale crescita si stabilizza, invece, nella seconda metà di novembre quando i due riferimenti risultano più allineati e stabilmente sopra i 100 €/MWh. Il differenziale mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta a 3,0 €/MWh (era 2,2 €/MWh il mese precedente), oscillando su valori giornalieri compresi tra +25 €/MWh e -17 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 15,6 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 26% (in lieve calo rispetto al mese precedente).

Rispetto al mese di ottobre si conferma il trend rialzista degli scambi sull'orizzonte day-ahead a negoziazione continua (7,6 TWh, +3,4% e nuovo massimo storico), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 49%. Tornano in crescita anche i volumi scambiati nel comparto AGS in asta (3,5 TWh, +77,5%), tutti relativi a vendite di Snam e pari al 22% dei volumi totali del MP-GAS (+7 p.p. sul mese precedente). Sull'orizzonte intraday gli scambi salgono, invece, a 4,1 TWh (+18%), sostenuti sempre dal mercato a negoziazione continua (3,9 TWh, +34,7%), il cui peso sul mercato a pronti risale al 25%. Su tale comparto risultano anche a novembre più che raddoppiate le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,9 TWh, +116,4%), a fronte di un incremento, seppure meno intenso, anche degli scambi tra operatori diversi dal RdB (3,0 TWh, +20,8%). I volumi del comparto AGS scendono, invece, a 0,1 TWh, concentrati in 2 sessioni e tutti riferiti a vendite di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,5 TWh, in

flessione rispetto al mese precedente, con movimentazioni effettuate da Snam, sia lato acquisto che vendita e con finalità di bilanciamento, pari a 0,31 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,15 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti risultano in crescita sui due comparti del MGP-Gas (+12,7%) e sul segmento a negoziazione continua del MI-Gas (+22,6%), in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei e su livelli compresi tra 88 e 95 €/MWh. I prezzi scendono sul comparto intraday AGS (50 €/MWh, relativo alle due sessioni con scambi) e su MGS, pari a 102 €/MWh (-11,8%), che riduce rispetto ad ottobre il differenziale con gli altri mercati a pronti.

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

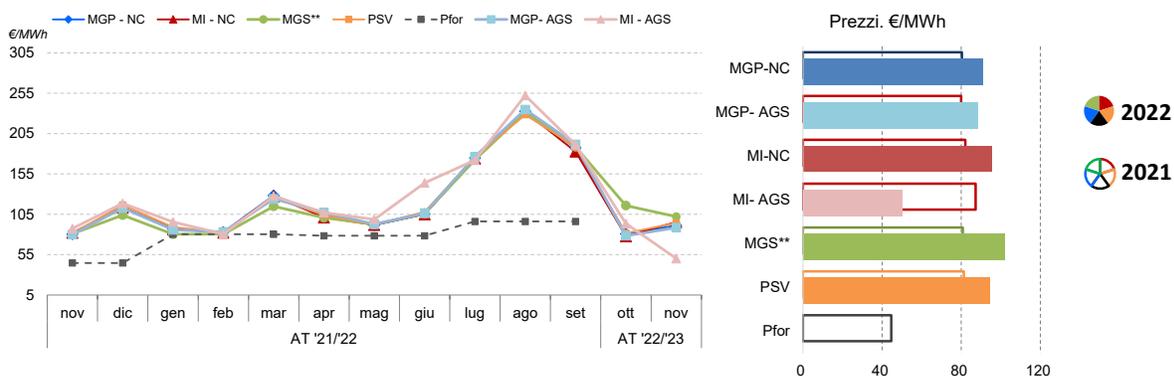
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a novembre sono stati scambiati 364,1 GWh, tutti concentrati nella prima sessione utile del mese, riferiti al periodo di consegna Gennaio 2023, ad un prezzo medio di 109,61 €/MWh.

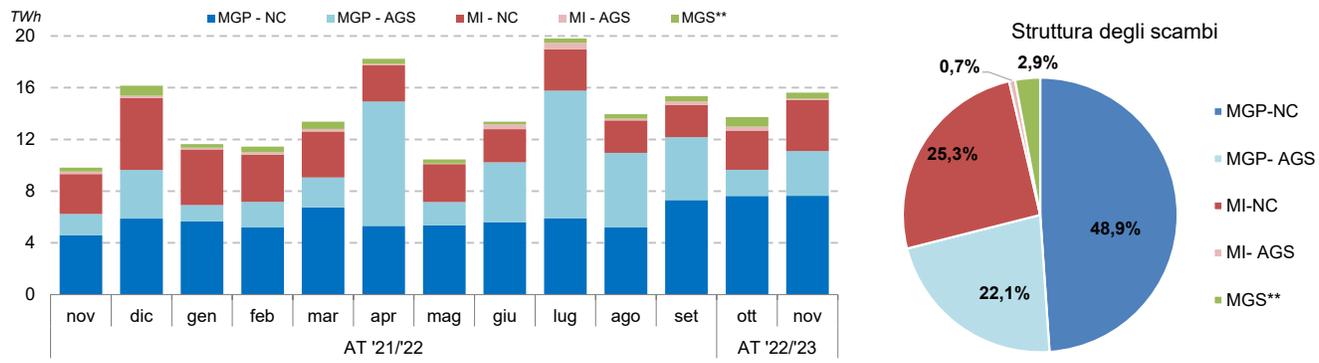
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
MGP						
Negoziazione continua	91,06	(80,31)	+13,4%	20,00	200,00	7.635.888 (4.586.856) +66,5%
Comparto AGS	88,43	(79,98)	+10,6%	27,21	134,10	3.456.384 (1.654.512) +108,9%
MI						
Negoziazione continua	95,37	(82,06)	+16,2%	6,00	150,00	3.949.512 (3.086.160) +28,0%
Comparto AGS	50,05	(87,25)	-42,6%	5,00	95,10	109.968 (188.736) -41,7%
MGS**						
Stogit	102,14	(80,80)	+26,4%	70,18	155,00	458.377 (303.476) +51,0%
Edison	-	(-)	-	-	-	- (-)
MPL	-	(-)	-	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

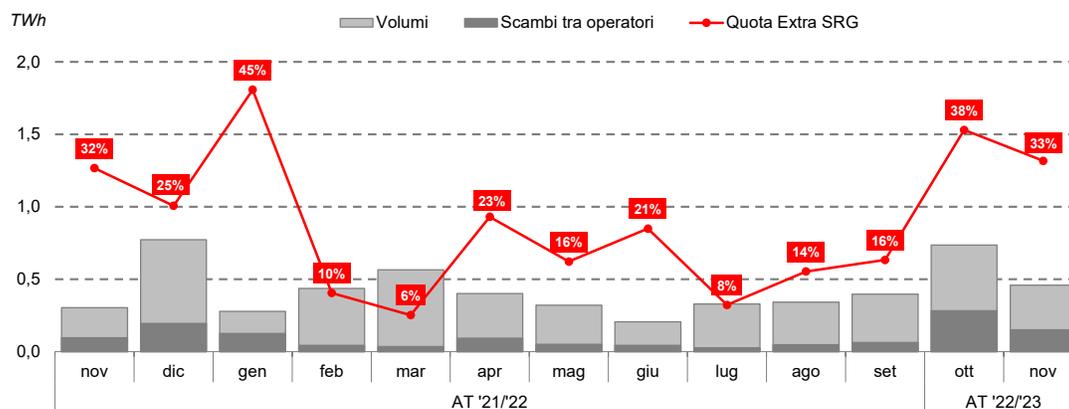
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	458.377	(303.476)	458.377	(303.476)	-	(-)	-	(-)
SRG	173.504	(89.765)	133.929	(117.603)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	173.504	(89.765)	133.929	(117.603)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	284.873	(213.711)	324.447	(185.873)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



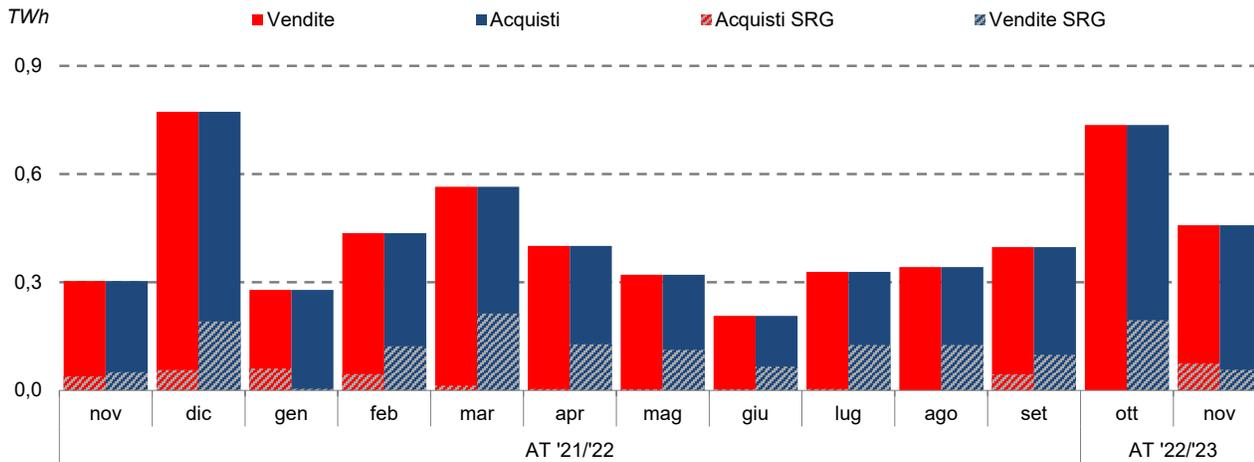


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2022-11	-	-	82,16	-30,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-12	-	-	112,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-12	-	-	97,73	-19,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-01	-	-	127,80	-9,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-02	-	-	129,11	-9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-03	-	-	130,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	129,05	-9,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	122,10	-23,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	124,06	-20,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	128,36	-15,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	125,97	-18,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	123,63	-21,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	125,54	-23,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ Le quotazioni di greggio, derivati e carbone risultano in calo sui livelli di inizio anno. Tornano in crescita mensile, invece, i principali riferimenti europei del gas e dell'elettricità.

A novembre si portano sul livello più basso da febbraio-marzo le quotazioni del Brent (93,22 \$/bbl, -2% su ottobre), dell'olio combustibile (574,65 \$/MT, -5%) e del gasolio (982,80 \$/MT, -12%), così come quella del carbone, alla seconda decisa flessione mensile (213,31 \$/MT, -24%). I mercati a termine rivedono al ribasso le quotazioni di Brent e combustibili,

stimandole per il prossimo trimestre non distanti dagli attuali livelli spot.

Resta basso, ma torna a superare la parità, il tasso di cambio euro/dollaro (1,04 €/\$, +4%), con ciò accentuando l'intensità delle variazioni osservata sulle quotazioni di greggio e 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	93,22	-2%	13%		89,99	-4%	90,85	-1%	90,06	0%	85,21	4%
Olio Combustibile	USD/MT	574,65	-5%	4%									
Gasolio	USD/MT	982,80	-12%	44%		973,89	-5%	962,35	-3%	942,55	-4%	866,59	1%
Carbone	USD/MT	213,31	-24%	39%		202,00	-27%	213,17	-28%			215,50	-16%

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	91,62	-5%	27%		87,94	-	88,51	-	87,56	-	81,39	-
Olio Combustibile	EUR/MT	564,89	-8%	16%									
Gasolio	EUR/MT	966,46	-15%	62%		951,74	-	937,59	-	916,35	-	827,80	-
Carbone	EUR/MT	209,68	-26%	56%		197,01	-	207,27	-		-	205,45	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,02	4%	-11%	1,00	1,02	-	1,03	-	1,03	-	1,05	-

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

Fonte: Refinitiv

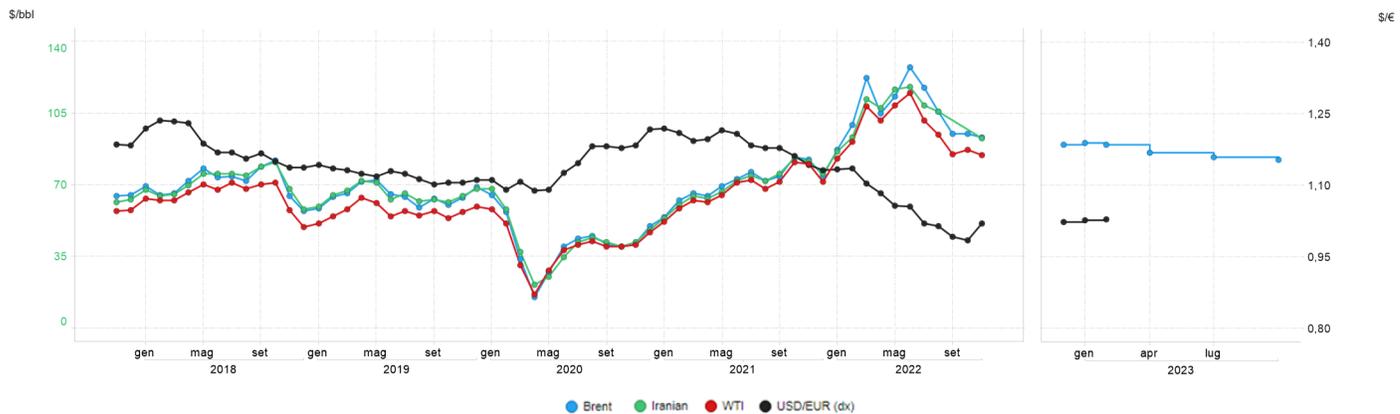


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

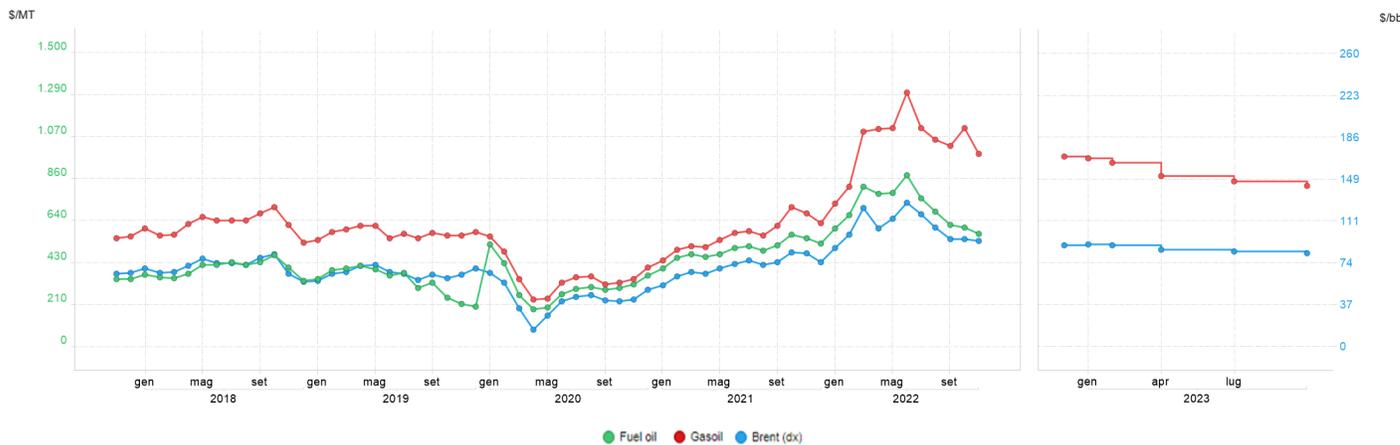
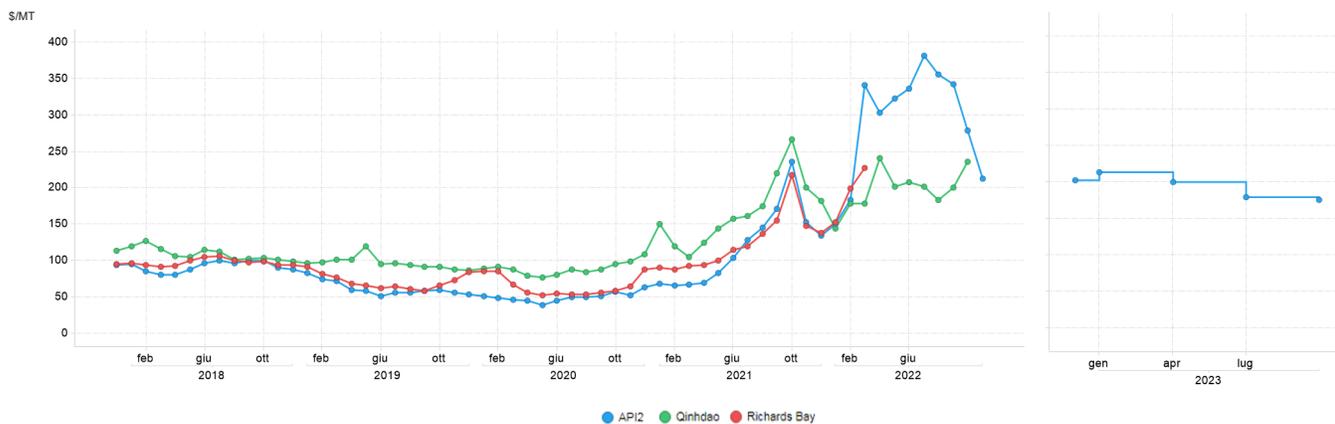


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



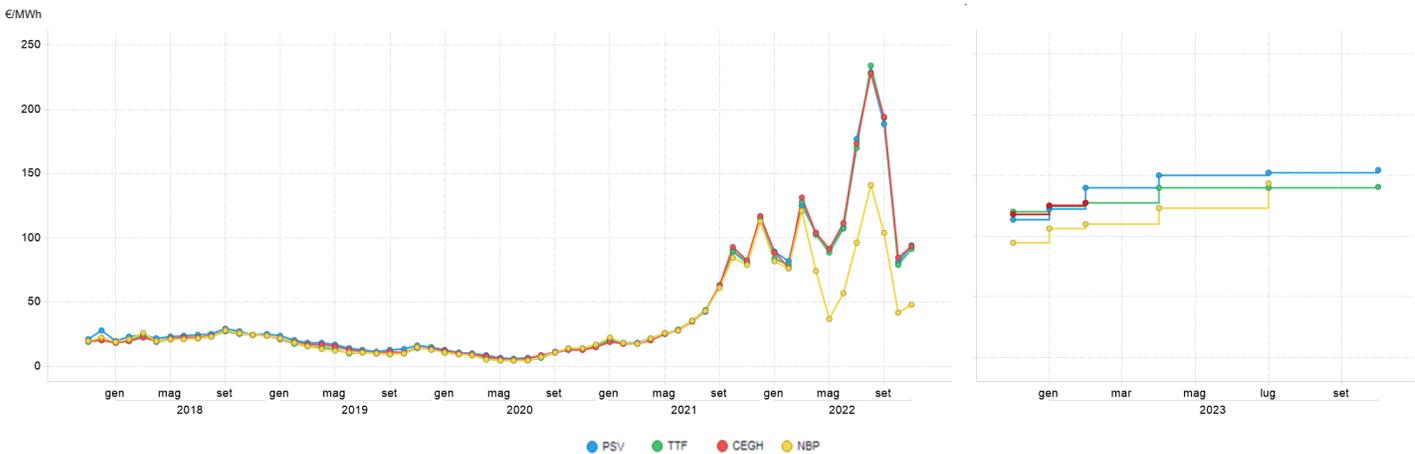
Dopo le decise flessioni di settembre e ottobre, risalgono le quotazioni del gas sui principali hub europei, pari a 94,29 €/MWh al PSV e a 91,26 €/MWh al TTF. Lo spread tra i due riferimenti registra una lieve crescita (+3,04 €/MWh, +0,84 €/MWh), concentrata nella prima parte del mese. L'analisi dei due riferimenti in corso di mese mostra, nei primi giorni di novembre, un proseguimento del trend ribassista dei due

mesi precedenti (con valori minimi di poco superiori a 20 €/MWh) e una successiva inversione della tendenza che, a fine mese, li ha portati a superare 130 €/MWh. I mercati futures stimano al ribasso le quotazioni per i prossimi mesi, indicandole tuttavia progressivamente superiori agli attuali livelli spot, con uno spread PSV-TTF atteso negativo nel prossimo bimestre.

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	94,29	16%	16%		113,55	-26%	121,72	-27%	139,90	-16%	125,47	-35%
TTF	NL	91,26	15%	13%		119,90	-24%	124,82	-23%	127,19	-21%	127,85	-17%
CEGH	AT	93,88	11%	14%		117,88	-23%	125,19	-21%	126,80	-21%		
NBP	UK	48,07	15%	-39%		94,81	-39%	106,28	-30%	110,03	-75%		



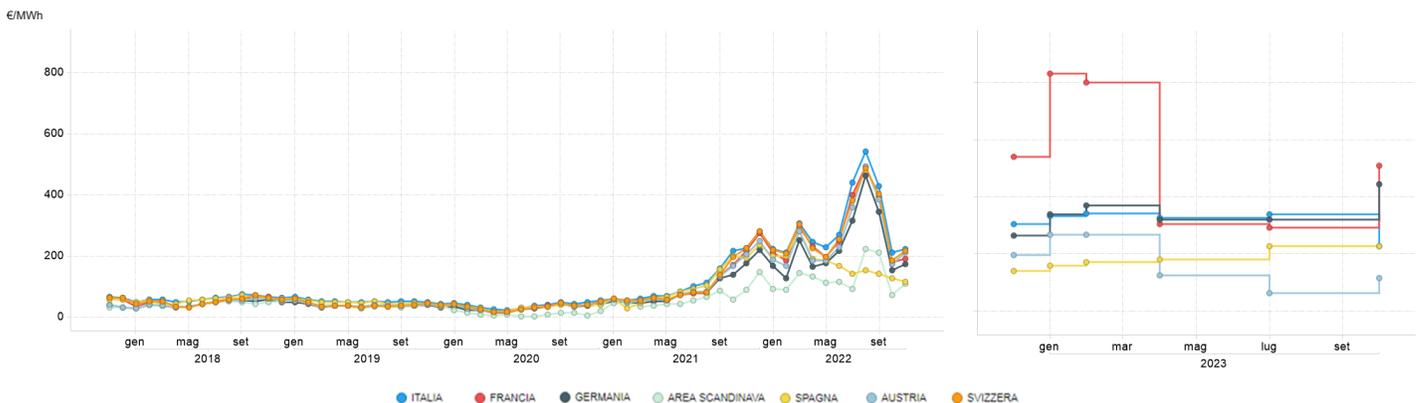
Ancora in linea con l'andamento dei riferimenti del gas, tornano in crescita mensile anche i prezzi sulle principali borse elettriche europee. Il Pun italiano risulta pari a 224,51 €/MWh e supera i 200 €/MWh come il prezzo svizzero e quello austriaco (212/219 €/MWh), mentre Francia e Germania si attestano rispettivamente a 192 €/MWh e 174 €/MWh. Lo spread tra il Pun e i prezzi delle

limitrofe borse settentrionali in coupling si annulla negli ultimi giorni del mese, quando le quotazioni delle singole borse si allineano poco sotto 400 €/MWh. Resta più bassa e in riduzione la quotazione spagnola (127 €/MWh), per effetto del meccanismo di cap imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas, mentre torna in crescita quella dell'Area Scandinava (109 €/MWh).

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	224,51	6%	-1%	306,65	307,48	-51%	335,23	-33%	342,32	-9%	296,66	-25%
FRANCIA	191,88	7%	-12%	516,00	530,78	-51%	825,20	-34%	797,87	-9%	432,13	-18%
GERMANIA	173,63	14%	-1%		263,70	-27%	338,23	-32%	367,62		339,37	-17%
AREA SCANDINAVA	109,26	49%	21%	146,00	197,13	-22%	268,28	-19%	269,06	-18%	138,21	-3%
SPAGNA	115,56	-9%	-40%	147,50	143,34	0%	162,11	1%	174,38	3%	202,15	0%
AUSTRIA	212,49	21%	3%									
SVIZZERA	219,10	19%	-3%									



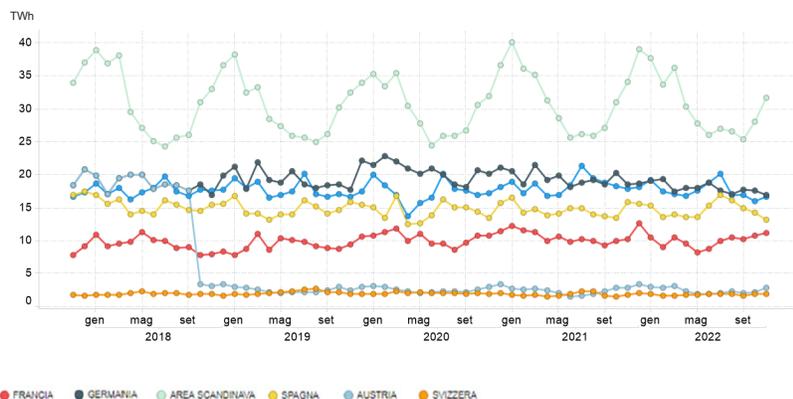
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, si rileva una crescita mensile per l'Area scandinava (31,7 TWh, +16%), l'Italia (16,8 TWh, +8%)

e la Francia (11,2 TWh, +7%), mentre si riducono gli scambi in Spagna (13,3 TWh, -4%) e in Germania (16,9 TWh, -1%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,8	8%	-7%
FRANCIA	11,2	7%	8%
GERMANIA	16,9	-1%	-10%
AREA SCANDINAVA	31,7	16%	-8%
SPAGNA	13,3	-4%	-17%
AUSTRIA	2,9	31%	-2%
SVIZZERA	2,0	6%	6%



* 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 novembre, il prezzo medio si attesta a 256,19 €/tep (+0,2%), a fronte di volumi scambiati pari a 162,9 mila tep (-8,3%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, risultano in netta ripresa sia i prezzi (243,91 €/tep, +11,4%) che i volumi (130,7 mila tep; +63,8%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO)

il prezzo medio cresce ancora a 9,32 €/MWh (+52,7%) aggiornando nuovamente il livello massimo storico, in corrispondenza di scambi in calo a 31 mila MWh (-44%). In crescita sia le quotazioni (1,19 €/MWh) che gli scambi bilaterali (3,39 TWh).

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

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a novembre si porta a 256,19 €/tep, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+0,2%). In netta crescita, invece, la quotazione media sulla piattaforma bilaterale, a 243,91 €/tep (+11,4%), il cui spread dal corrispondente valore di mercato si attesta a circa 12 €/tep. Considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 95% (+8 p.p. su ottobre), il suddetto differenziale risulta sostanzialmente nullo (-0,10 €/tep). La quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimo e massimo di mercato (255,00-256,85 €/tep) risulta pari al 7% (-22 p.p. rispetto al

mese precedente). In calo i titoli negoziati sul MTEE nelle 5 sessioni tenutesi nel mese di novembre, a 162,9 mila tep (-8,3% rispetto a ottobre), mentre le registrazioni sulla piattaforma bilaterale crescono a 130,7 mila tep (+63,8%). La liquidità del mercato, pertanto, scende al 55% (-14 p.p. rispetto al mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.607.232 tep, in aumento di 213.709 tep rispetto alla fine di ottobre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.421.740 tep, in aumento di 213.629 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading			Operatori			
	Medio	Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.	
	€/tep	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.			
Mercato	256,19	+0,2%	255,00	256,85	162.930	-8,3%	41,74	-8,1%	6.012	+490,6%	3,7%	+3,1 p.p.	7	+1
Bilaterali	243,91	+11,4%	0,00	260,00	130.720	+63,8%	31,88	+82,5%						
con prezzo >1	256,09	+1,9%	191,40	260,00	124.507	+79,1%	31,88	+82,5%						
Totale	250,72	+2,7%	0,00	260,00	293.650	+14,0%	73,62	+17,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

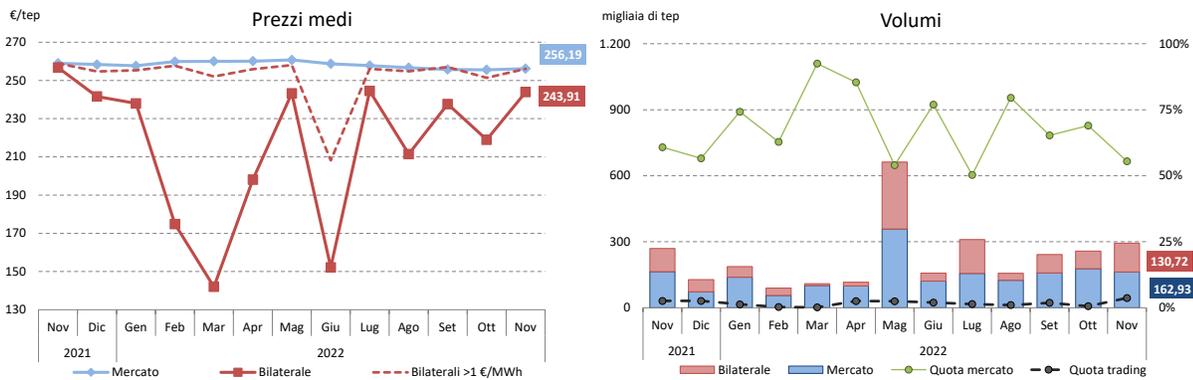
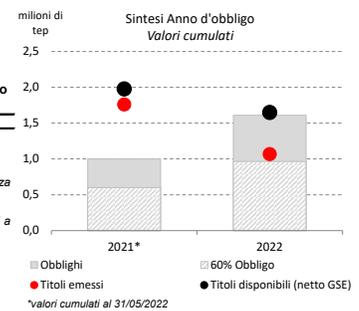


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

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						
23	256,68	900.114	516.265	€/tep	255,90	460.834	250,00	3.421.740	68.607.232	1.771.890

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.
 **Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.

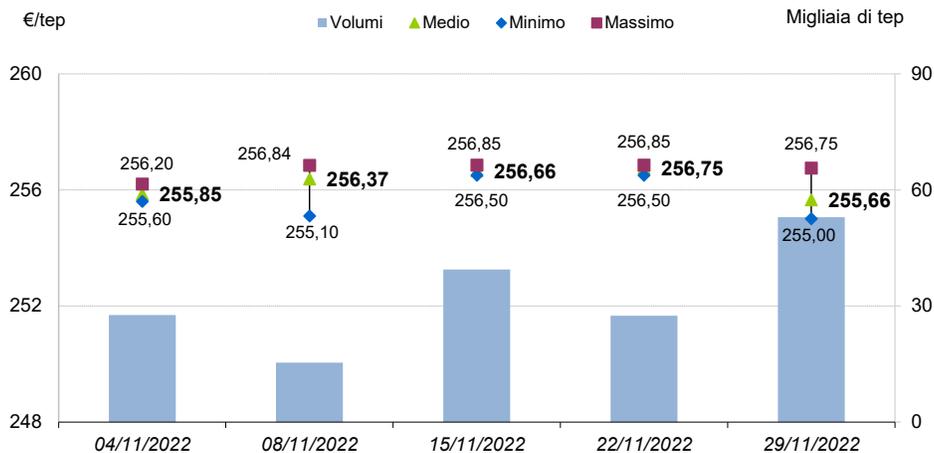


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie comprese tra 255,66 €/tep e 256,75 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta mediamente pari a 0,96 €/tep, in lieve crescita rispetto a quanto rilevato nello scorso

mese di ottobre. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 32,6 mila tep (in calo sul mese precedente), con una maggiore concentrazione nell'ultima sessione del mese connotata da scambi sui 53 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A novembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, aggiorna nuovamente il massimo storico a 9,32 €/MWh (+52,7% su ottobre). Lieve, invece, l'apprezzamento delle quotazioni sulla piattaforma bilaterale che si portano a 1,19 €/MWh (+0,9%), con un differenziale rispetto al mercato di 8,13 €/MWh (+3,21 €/MWh). L'incremento della quotazione sul mercato appare diffuso e trainato da tutte le tipologie scambiate, con prezzi sopra i 9 €/MWh ed un massimo per la

categoria Altro a 9,49 €/MWh. Risultano diversificate, invece, le dinamiche per i prezzi delle categorie registrate sulla PBGO, più bassi e in calo per la tipologia Idroelettrico, più alti ed in aumento per quelle Altro e Eolico, stabile invece il Solare. I volumi negoziati sul mercato calano a 30,6 mila MWh (-44,4% rispetto al mese precedente), mentre le registrazioni bilaterali aumentano a 3,39 TWh (+10,9%).

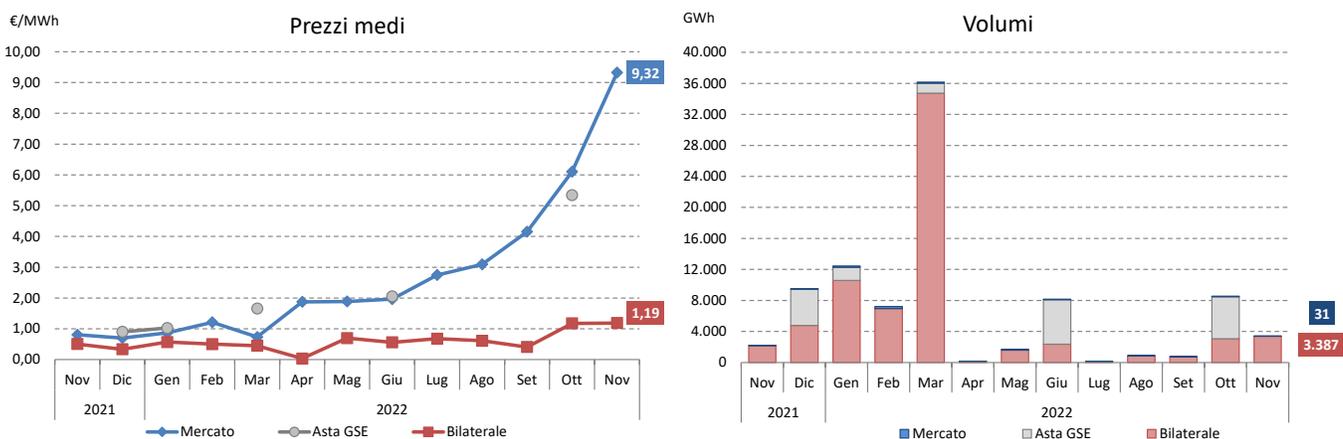
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	9,32	+52,7%	8,00	9,55	30.635	-44,4%	285.541	-15,0%
Bilaterali	1,19	+0,9%	0,00	9,13	3.387.300	+10,9%	4.019.010	+11,9%
con prezzo >0	1,22	+0,9%	0,01	9,13	3.307.446	+10,8%	4.019.010	+11,9%
Totale	1,26	-0,3%	0,00	9,55	3.417.935	+9,9%	4.304.551	+9,6%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

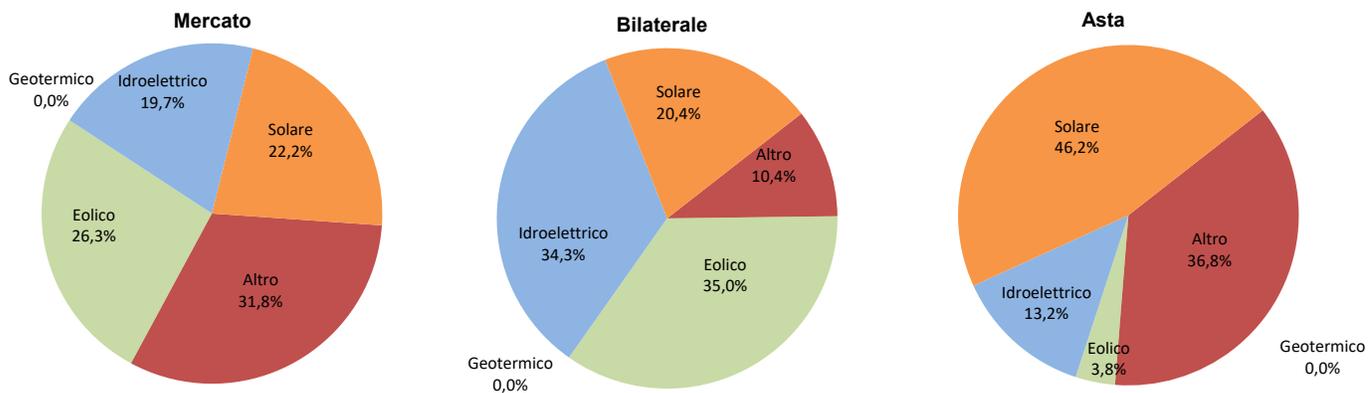


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

(32%) sul mercato, dell'Eolico (35%) e dell'Idroelettrico (34%) nella contrattazione bilaterale e di Solare e Altro (46/37%) in asta.

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

Fonte: dati GME



SCENARI GLOBALI DI INVESTIMENTO NEL MERCATO DEL GNL

Di Francesco Sassi - RIE

(continua dalla prima)

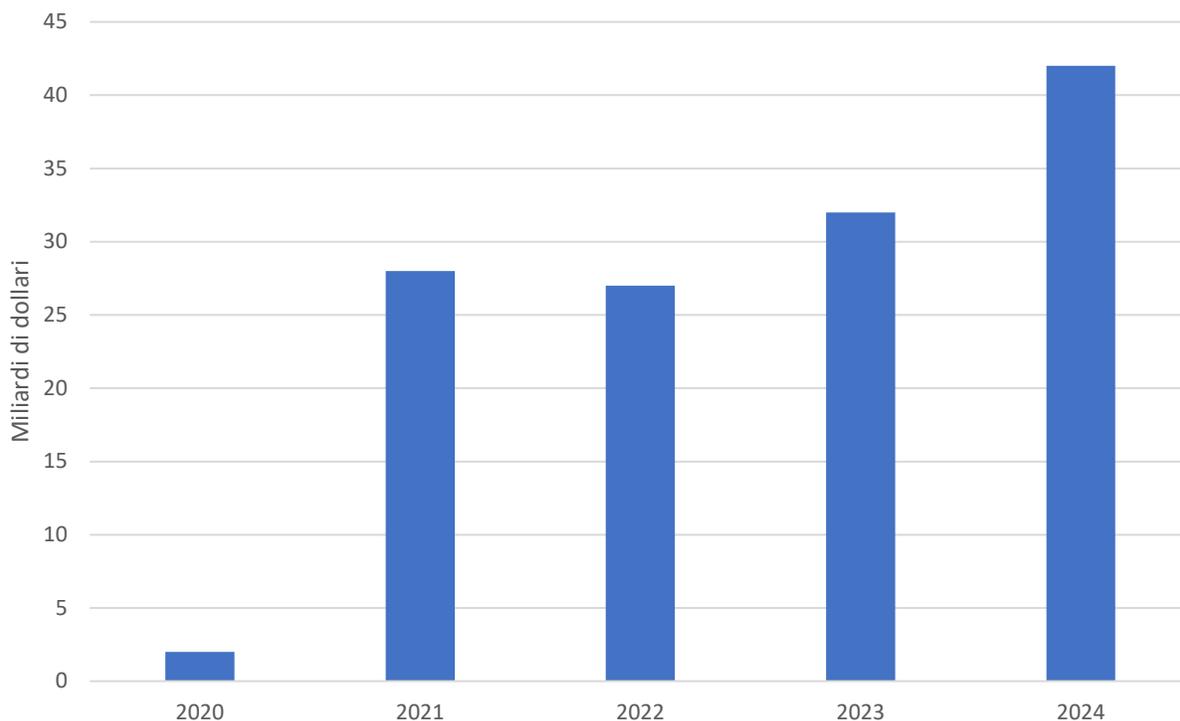
Nella regione, avranno altresì particolare incidenza gli andamenti dei mercati che rappresentano il futuro prossimo del settore, come Pakistan e Bangladesh, particolarmente colpiti dalla crisi energetica globale⁴.

Anche i mercati sudamericani di Brasile e Argentina, in due principali nell'America Latina, segnano un andamento negativo o stagnante, con in particolare il settore della generazione elettrica a risentire da una parte di benevoli condizioni ambientali e dall'altra dell'influenza dei prezzi, decisamente superiori a quelli dello scorso anno. È però in Europa che si concentra il calo più importante della domanda di gas naturale nel breve periodo. Nel corso dei primi 8 mesi dell'anno, l'AIE calcola una diminuzione vicina al 10% su base annuale, dovuta sia alle temperature miti della prima metà del 2022 e dei prezzi senza pari raggiunti nel secondo e terzo trimestre, i quali hanno inciso in maniera consistente sulla domanda del settore industriale (-15% su scala annuale nel periodo gennaio-agosto) e di quello elettrico. Anche il

settore residenziale e quello commerciale hanno riportato cali senza precedenti, attorno il 20% nel secondo trimestre del 2022. Sempre per l'AIE, la domanda di gas naturale è destinata a contrarsi del 10% (o 54 mmc) nel 2022, un record storico negativo per il settore in Europa. Nel 2023, la stessa AIE ha avvertito di un ulteriore calo del 4%, dovuto anche in questo caso agli alti prezzi. Potenzialmente, questa cifra potrebbe essere rivista ulteriormente al ribasso nel caso in cui avvenissero ulteriori tagli alle forniture provenienti dalla Russia⁵. Un autunno dalle condizioni meteorologiche senza precedenti e una combinazione di alti prezzi e politiche restrittive nell'uso di energia hanno generato un calo sostanziale della domanda di gas in tutta Europa. Con l'abbassamento delle temperature e l'avvicinarsi dell'inverno, le sfide per i paesi europei rimarranno quelle di cercare alternative al gas russo (soprattutto GNL), mantenere prezzi concorrenziali per l'import di sufficiente GNL e persistere nelle politiche che prevedono un taglio ai consumi interni di gas⁶.

Investimenti Globali nel Settore del GNL

Fonte: Rystad Energy



Andamento e previsioni del mercato del GNL

Da gennaio ad agosto di quest'anno, il commercio mondiale di GNL è cresciuto del 6%. Questo è dovuto principalmente ad una forte pressione europea ad importare volumi maggiori rispetto al passato, con una domanda in aumento del 65% se comparata al 2021. Ciò ha portato ad un riallineamento globale dei flussi commerciali. Nella regione dell'Asia Pacifico, gli alti prezzi di gas naturale e la recrudescenza della pandemia hanno causato un calo della domanda del 7%, pari a 18 mmc: una dinamica che si è rivelata critica per assicurare quantità crescenti di GNL importate in Europa. Da questi movimenti tellurici all'interno dell'industria, sono derivati importanti segnali agli operatori. Se infatti nel 2020 si era investito in nuovi progetti un ammontare pari a circa 2 miliardi di dollari, nel 2021 gli investimenti sono saliti a 28 miliardi, con le stime di Rystad Energy che parlano di 27 miliardi nel 2022 e 32 nel 2023, per poi toccare la punta finale di circa 42 miliardi nel 2024 (Figura 1). Dopo questa data, gli investimenti dovrebbero tornare a decrescere, raggiungendo nuovamente una cifra simile al 2020 entro la fine del decennio in corso. Anche se dovessero essere necessari nuovi investimenti al 2030 per rendere operativi progetti ad oggi solo su carta, la stessa agenzia presume che in futuro non saranno mai più toccati i picchi previsti per la metà degli anni '207.

La crescente importanza di Stati Uniti e Qatar e la nuova spinta europea verso il GNL

Le dinamiche di lungo periodo del mercato mondiale e la scarsità di offerta già palese nella seconda metà del 2021, hanno influito anche sulle recenti attività di contrattazione del GNL. Nel corso del 2021 i volumi assicurati dai compratori sono aumentati del 28% se comparati con l'anno precedente. Nel 2022, questi hanno mantenuto una tendenza in forte crescita, pur rallentando rispetto ai ritmi vertiginosi dello scorso anno. Rimanendo sempre al 2021, si sono conclusi contratti per circa 80 mmc cubi di GNL, il secondo dato per ordine di grandezza dopo i 88 mmc del 2018. L'80% di questa capacità proviene da progetti localizzati nel Medio Oriente, nella massa Eurasiatica e nel Nord America⁸. Proprio in quest'ultima regione si concentra circa il 33% dei nuovi contratti siglati – nel 2020 erano soltanto il 9% - segno che condizioni favorevoli all'investimento del settore del GNL stanno prendendo forma negli Stati Uniti, ma anche in Canada e Messico.

Questa tendenza si è andata poi ad intensificare dopo lo scoppio del conflitto ucraino. Nei primi 9 mesi di quest'anno, infatti, i quantitativi di GNL contrattati nel Nord America corrispondono a circa il 54% del totale, mentre soltanto il 13% è spettato ai cosiddetti Portfolio Players⁹, in forte decrescita rispetto al 35% di media mantenuto nel periodo 2016-2021. Il trend sembra persistere anche negli ultimi mesi del 2022, con l'annuncio da parte di Sempra Energy e ConocoPhillips, con 5 milioni di tonnellate per anno (mtpa) di GNL assicuratisi

da quest'ultima provenienti dalla fase 1 del progetto di Port Arthur. Questa nuova infrastruttura è attualmente in fase di sviluppo nel Texas e avrà una capacità di circa 13,5 mtpa, uno dei terminal più imponenti a cui si sta lavorando negli Stati Uniti. Oltre all'acquisto di GNL, ConocoPhillips si è anche assicurata il 30% della fase 1 del progetto, di cui gestirà l'approvvigionamento di gas¹⁰. Un ulteriore protocollo d'accordo è stato firmato tra Sempra e Williams per l'acquisto di GNL e lo studio di futuri progetti di gasdotti per connettere i giacimenti nella regione del Golfo degli Stati Uniti a terminal dedicati esclusivamente all'esportazione. L'accordo predispone la negoziazione e finalizzazione di un contratto di compravendita per 3 mtpa aggregati tra i progetti di Port Arthur e la fase 2 di Cameron LNG in Louisiana, al momento in espansione, con una capacità di 6,75 mtpa. Tra i partner, anche la francese TotalEnergies e le giapponesi Mitsui, Mitsubishi e NYK¹¹. Per quanto riguarda invece le importazioni, la regione dell'Asia Pacifico rimane di gran lunga quella che si è assicurata i maggiori volumi di GNL contrattualizzati nel 2021, pari a circa l'80% del totale. La sola Cina conta per oltre il 60% di questi, i quali corrispondono a circa 48 mmc, contro la media degli ultimi cinque anni di 12 mmc. In sostanza, nel 2021 Pechino ha aumentato di quattro volte la quantità di GNL contrattualizzato rispetto quanto fatto nell'ultimo lustro. L'affrettarsi della Cina in tal senso è un chiaro segnale che il governo di Pechino intende ridurre quanto più possibile l'esposizione al mercato del GNL spot e, così facendo, proteggersi dai prezzi instabili degli ultimi anni. Al contempo, la misura serve ad assicurarsi una mole crescente di GNL, visto l'incremento interno dei consumi di gas e approfondimento della dipendenza da importazioni estere¹². Durante lo scorso novembre, il colosso statale Sinopec ha annunciato la firma di uno dei maggiori contratti nella storia del mercato del GNL con QatarEnergy per l'acquisto di 4 mtpa a partire dal 2026 e della durata di 27 anni. L'accordo siglato è il più lungo nel catalogo cinese e uno dei più consistenti in termini quantitativi¹³. Un contratto dal valore totale di circa \$60 miliardi che, oltre a solidificare le relazioni tra la Cina e il Qatar, conferma la volontà di Pechino di utilizzare il gas naturale come fonte energetica primaria nella propria transizione dal carbone.

Dopo mesi di stallo, la situazione pare invece muoversi anche sul fronte europeo. Sul finire di novembre QatarEnergy e il gruppo americano ConocoPhillips hanno concluso un accordo per l'approvvigionamento di 2 mtpa a partire dal 2026, destinati alla Germania per i successivi 15 anni. Il contratto rappresenta un primus tra quelli di lungo periodo siglati dall'inizio del conflitto in Ucraina e segnano un possibile cambio di passo e strategia da parte del principale importatore europeo di gas, il quale ha realizzato a velocità record il suo primo terminal per le importazioni di GNL a Wilhelmshaven, nel Mare del Nord¹⁴. Per entrambi i contratti discussi, ovvero sia quello relativo all'esportazione di gas verso la Cina che quello

relativo alla Germania, il GNL proverrà dai progetti Nord Field East (NFE) e Nord Field South (NFS), al momento in fase di sviluppo, e che incrementeranno la produzione del Qatar dagli attuali 77 mpta a 126 mpta.

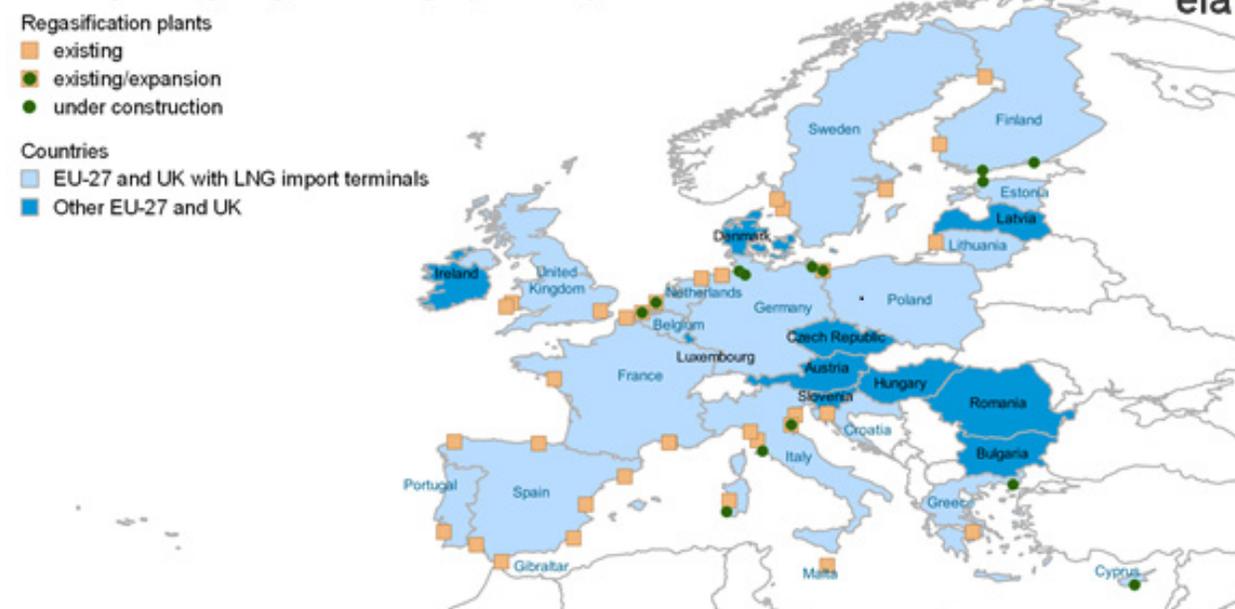
Nell'UE a 27, con l'aggiunta del Regno Unito, si stima che la capacità per l'importazione di GNL aumenterà di poco meno di 200 milioni di metri cubi al giorno, ovvero un +34% rispetto quella attuale (Figura 2). La cifra risalta

particolarmente se comparata a quanto sia aumentata la capacità dei paesi europei nel periodo 2012-2021, ovvero 80 milioni di metri cubi al giorno¹⁵. Alla fine di novembre, l'espansione dei progetti già funzionanti si attesta sui 50 milioni di metri cubi al giorno, un segno evidente dell'accelerazione europea imposta dalla combinazione creatasi tra scenario geopolitico e crisi dei mercati energetici.

Figura 2: L'espansione dei progetti europei per l'importazione di GNL

fonte: Eia

LNG import capacity into Europe (2022-24)



La diversificazione europea rilancia gli investimenti nell'Africa

Di fronte all'instabilità dei mercati, i paesi europei si sono riorientati verso le risorse presenti nel vicino continente africano. Qui, le nazioni che hanno destato maggiore interesse sono l'Algeria, diventata dalla primavera 2022 il principale partner gassifero dell'Italia, sostituendo la Russia, la Nigeria, il Mozambico, il Congo, l'Egitto, l'Angola, il Senegal e la Mauritania. Nel corso del 2022, diversi leader europei hanno dato nuovo lustro e centralità al ruolo dell'Algeria come fornitore di gas naturale. Il difficile rapporto tra Algeri e Madrid non ha inciso più di tanto sulla diplomazia energetica con altri partner europei. A fronte di diversi accordi concretizzatisi nel corso dell'anno, in particolare quelli con l'Italia per incrementare l'offerta gli approvvigionamenti

sino a 9 mmc entro il 2023-2024, gli sforzi dell'Algeria si concentrano però sull'aumento della produzione ed esportazione di gas naturale attraverso gasdotti. A farne le spese è proprio l'export di GNL, con gli impianti algerini sottoutilizzati sia del 2021 che nel 2022 e che, nell'anno in corso, e a dispetto delle promesse di partnership energetica con l'Europa, hanno ridotto del 15% circa i volumi di GNL esportato¹⁶. Vandalismo, inefficienza e furto di risorse sono invece le cause principali della scarsa reattività del settore del GNL nigeriano il quale non è stato in grado di aumentare l'export verso i mercati internazionali e capitalizzare le vaste risorse nazionali. L'impianto di Bonny Island, il Nigerian Liquefied Natural Gas (NLNG), con capacità di 22 mpta è attualmente in fase di espansione, con un settimo treno da 8 mpta, al momento sviluppato al 32%¹⁷.

Nonostante gli alti prezzi, il NLNG non è in grado di aumentare la produzione, a dimostrazione delle difficoltà strutturali del settore. Recentissimo è invece l'annuncio da parte di UTM Offshore della firma con i partner JGC Corp., Technip Energies e KBR di un contratto per front-end engineering and design destinato alla costruzione della prima piattaforma galleggiante offshore per GNL in Nigeria. I partner non hanno ancora preso una decisione finale di investimento, ma la portata dell'impianto dovrebbe essere di circa 1.5-2.5 mtpa¹⁸. Un ulteriore paese che attrae sempre maggior interesse da parte dell'industria del GNL è il Mozambico. Il progetto a guida ENI, dal nome Coral Sul FLNG, ha esportato il proprio primo cargo nel mese di novembre e l'intera produzione è stata assicurata a BP per i prossimi 20 anni. Una vera partnership internazionale, con ben sei compagnie impegnate nelle operazioni dell'Area 4 del paese. Tra queste vi sono l'americana ExxonMobil, la cinese CNPC, la portoghese GALP, la sudcoreana KOGAS e infine la mozambicana ENH. Sulla scia del successo dimostrato da Coral Sul FLNG, ENI e il governo mozambicano starebbero vagliando l'ipotesi di replicare l'esperienza acquisita con un ulteriore progetto simile e possibili sviluppi onshore¹⁹. Diverse compagnie corteggiano il governo del Congo-Brazaville per sfruttarne i giacimenti gassiferi. Sia Stati Uniti che Russia hanno da tempo un dialogo aperto con Brazaville per lo sviluppo di risorse offshore. Anche in questo caso pare sia ENI la principale indiziata a sviluppare una prima piattaforma FLNG dalla capacità iniziali di 1 mmc, espandibile fino ai 4,5 mmc entro l'inverno del 2024-2025, portando così a compimento i progetti relativi al blocco Marine 12, in partnership con la russa Lukoil e la congolese Societe Nationale des Petroles du Congo²⁰.

L'importanza dei nuovi investimenti e strumenti di flessibilità della contrattazione per accelerare l'offerta di GNL globale

In tutto il mondo, i maggiori consumatori di GNL rimangono sull'attenti, pronti a captare i prossimi movimenti di mercato durante l'inverno 2022/2023. Lo scenario appare chiaro ai più, con il governo giapponese a evidenziare la competizione nei prossimi anni per accaparrarsi nuovi volumi di GNL a causa di investimenti insufficienti relativi a nuovi progetti e il sostanziale esaurimento delle disponibilità di nuova offerta di GNL prima del 2026²¹. Nel corso dei primi 8 mesi del 2022, l'AIE stima che siano stati 27 i mmc cubi di GNL contrattualizzati tra clienti finali e le compagnie che attualmente stanno sviluppando, o hanno già reso operativi, impianti di esportazione. Dal confronto con l'andamento annuale, sul totale dell'ammontare di GNL contrattato di oltre 81 mmc, spiccano i 55 mmc di conclusi con progetti che non hanno tuttora annunciato una decisione finale di investimento (DFI). Un ammontare più che triplicato rispetto al 2021 e che segna il punto di svolta epocale in cui il mercato del GNL si trova e la speranza, da parte dei buyer internazionali, di assicurarsi quantità di GNL che potranno essere messe in circolazione

soltanto nel prossimo futuro²². Anche qui, spicca il 90% della capacità contrattualizzata proveniente dagli Stati Uniti. Sul lato compratori invece, i Portfolio Players si sono garantiti la metà della portata acquisita, mentre un quarto è andato a buyer cinesi ed europei. Questi ultimi hanno visto raddoppiare l'ammontare contrattualizzato rispetto alla media dei cinque anni precedenti, sottolineando ulteriormente la centralità della questione della sicurezza energetica dopo anni di subalternità. Eppure, la riluttanza nel siglare contratti di lungo periodo e la necessità da parte dei venditori di stabilizzare la propria posizione economico/finanziaria e gli investimenti impone due ragionamenti di prima importanza. Da una parte, se gli investimenti in nuova offerta rimangono recuperabili soltanto nel lungo periodo, i Portfolio Players sono inevitabilmente destinati a giocare un ruolo fondamentale nel futuro bilanciamento tra domanda e offerta nel settore del GNL, assumendosi questi i maggiori rischi in fase di contrattazione. Dall'altra, il ritorno ad un cosiddetto sellers market ha fatto sì che anche si verificasse un'inversione di tendenza verso l'inflessibilità contrattuale nella destinazione dei cargo di GNL. Infatti, mentre nel 2018-2019 circa l'80% dei contratti siglati prevedeva una flessibilità di destinazione, nel corso del 2020, e poi nel 2021, si è andati verso una riduzione al 35% e infine all'11% a livello globale. Un cambio repentino che dimostra come le tensioni osservate sui mercati rendano l'intero settore maggiormente suscettibile al contesto geopolitico in evoluzione. In questo scenario, la prudenza sembra essere tornata ad essere il mantra dell'intera industria. Nel corso del 2022, la flessibilità intrinseca dei contratti è risalita al 47%, ma si registra un forte aumento della durata dei contratti a lungo termine (oltre i 10 anni) e che corrisponde a circa il 75% dei contratti siglati nel 2020 e all'84% nel corso del 2021, contro una media del 60% nella fase pre-crisi pandemica. Una tendenza che però non vede partecipare, se non per alcune notevoli eccezioni, i buyers europei. L'assenza di nuovi contratti di lungo termine nell'UE, dove gli obiettivi di decarbonizzazione impongono un equilibrio tra transizione e sicurezza energetica, stanno creando i presupposti perché nel futuro si crei una nuova fase di instabilità²³. Rispetto alla portata di nuovi terminal in fase di costruzione, infatti, potrebbero risultare insufficienti i volumi di GNL da importare e disponibili sul mercato, almeno per i prossimi tre anni. Esistono quindi due pericoli opposti. Da una parte, stando ai presupposti di Fit for 55 e REPowerEU, la domanda di gas in Europa dovrebbe subire entro il 2030 un sensibile crollo. Questo renderebbe molti delle infrastrutture oggi designate per rafforzare la sicurezza energetica europea stranded assets, con una perdita cospicua per le casse pubbliche. Dall'altra, l'impossibilità di massimizzare l'efficienza dei terminal di importazione di GNL, proprio in assenza di sufficiente offerta, non sarebbe utile ad abbassare i costi dei consumi di gas, oggi divenuti largamente insostenibili per imprese e cittadini.

Conclusioni

Una nuova fase di incertezza segna il futuro del mercato del GNL. Se da una parte la rottura dei rapporti fra Occidente e Russia ha determinato la sempre più evidente scollatura dell'interdipendenza nel mercato del gas tra UE e Federazione Russa, accentuando la crisi energetica già in corso nella prima, dall'altra parte i paesi europei si trovano oggi a cercare una complessa conciliazione tra obiettivi di breve periodo (sicurezza energetica) e di lungo periodo (transizione energetica). Una situazione che crea non pochi dubbi agli investitori, attirati sì dai prezzi alti del gas naturale e dalla mancanza di disponibilità fisica di risorse, ma allo stesso tempo resi incerti dagli imponenti investimenti necessari allo sviluppo delle infrastrutture richieste dal settore, da coniugare

con gli obiettivi di decarbonizzazione dei sistemi energetici europei e i rischi politici che immancabilmente derivano dalla creazione di nuove interdipendenze energetiche, in un quadro globale in profondo mutamento. Il ritorno dell'intervento dello Stato sarà irrimediabilmente una conseguenza di queste dinamiche, soprattutto se il persistere degli squilibri di mercato dovesse continuare nel tempo. Quanto spazio il settore privato sarà in grado di avere in questo contesto dipenderà dalla combinazione di variabili sociali, economiche e politiche che si sono generate nel corso del 2022 e che, anche in conseguenza allo stato di salute della sicurezza europea al termine di questo burrascoso inverno, creeranno le condizioni fondamentali sui mercati del GNL nel prossimo e fondamentale triennio.

¹ European Commission, Annexes to the Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, REPowerEU Plan, 18 maggio, 2022;

² Timera Energy, LNG Supply Response to European Demand Surge, 14 novembre, 2022;

³ IEA, Gas Market Report Q4 2022, pp.53-54;

⁴ Ibid, pp.60-62,

⁵ Ibid, pp.57-59,

⁶ Tani S., Europe Cuts Gas Demand by a Quarter to Shed Reliance on Russia, Financial Times, 5 dicembre, 2022;

⁷ Rystad Energy, Spurred by the Energy Crisis, Global LNG Investments Will Now Peak at \$42 Billion in 2024, a 50% Jump from Current Spending, 24 agosto, 2022;

⁸ IEA, Gas Market Report Q4 2022, ottobre 2022, P.37,

⁹ Con il termine Portfolio Players si intendono quegli attori del mercato che allo stesso tempo acquistano e vendono contratti di GNL. Spesso questi detengono partecipazioni all'interno delle infrastrutture che producono e commercializzano GNL, o in alternativa acquistano GNL da altri fornitori in diverse regioni, permettendo a questi stessi player di rivendere in maniera indipendente una porzione di questi volumi agli utilizzatori finali secondo regole di mercato e mantenendo una sostanziale autonomia nelle scelte strategiche,

¹⁰ Reuters, Sempra strikes LNG Supply deal with ConocoPhillips, 22 novembre 2022;

¹¹ Sempra, Sempra Infrastructure and Williams Announce Preliminary Agreements for LNG Offtake, Gas Supply, and Associated Pipeline Projects, 15 novembre, 2022;

¹² IEA, Gas Market Report Q4 2022, ottobre 2022, P.37;

¹³ Ahmed W., China Seals One of the Biggest LNG Deals Ever with Qatar, Bloomberg, 21 novembre, 2022;

¹⁴ Tani S. & Chazan G., Qatar to Supply Germany with LNG as EU Seeks Secure Energy Options, 29 novembre, 2022;

¹⁵ IEA, Europe's LNG Import Capacity Set to Expand by One-Third by end of 2024, 28 novembre, 2022;

¹⁶ Calik A., Algeria Gas Exports Fall Short Amid Europe's Supply Crunch, MEES, 14 ottobre, 2022;

¹⁷ Owolabi T., George L., Curbing Oil Theft Has Helped Pipeline Availability, Nigeria LNG Says, Reuters, 7 novembre, 2022;

¹⁸ Reed E., KBR, JGC and Technip Energies Sign Up to FEED on Nigeria's First FLNG, Energy Voice, 17 novembre, 2022;

¹⁹ ENI, The President of Mozambique Filipe Nyusi Inaugurates Coral-Sul FLNG Installation, 23 novembre, 2022;

²⁰ Ferrie S., International Investors Court Congo-Brazzaville, Petroleum Economist, 14 ottobre, 2022;

²¹ Kimani A., Japan Believes an LNG Supply Squeeze is Looming, Oil Price, 24 novembre, 2022;

²² Vedi nota 3, P.37;

²³ Ghilotti D., EU Warned of LNG Supply Gap Risk as Deals Fail to Match Import Capacity Investment, 5 dicembre, 2022.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “BACHECA PPA: aggiornamento DTF 04 PPA e avvio della prima fase di prove in bianco per il comparto Energy Release” pubblicato in data 10 novembre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, con la pubblicazione sul proprio sito internet in data 10 novembre u.s., è entrata in vigore la versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 04 della Bacheca dei contratti di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (nel seguito: Bacheca PPA), adeguata con riferimento alle modalità di invio agli utenti, da parte del GME, del codice temporaneo di accesso al sistema informatico della Bacheca PPA¹.

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso note le date della prima fase di prove in bianco finalizzate a consentire, ai soggetti interessati, di testare le funzionalità del nuovo comparto Energy Release della Bacheca PPA.

In particolare, tali sessioni di prove in bianco si sono svolte sulla piattaforma di test del GME nelle date del 17, 18 e 22 novembre u.s.s..

A completamento, il GME ha inoltre informato che effettuerà ulteriori sessioni di test, le cui date di svolgimento verranno rese note tramite successivo comunicato.

Deliberazione 15 novembre 2022 n. 587/2022/R/eel | “Implementazione del coupling unico infragiornaliero sulla frontiera Grecia-Italia, verifica dello schema di quadro contrattuale” | pubblicata il 18 novembre 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/587-22.htm>

Con la deliberazione 587/2022/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le modifiche alla documentazione contrattuale proposte dal GME e Terna, condivise con le controparti greche e finalizzate all'avvio operativo del coupling unico infragiornaliero sulla frontiera Italia-Grecia, in attuazione di quanto disposto dal Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM).

Con particolare riferimento all'ambito di attività del GME, le modifiche approvate dall'ARERA hanno riguardato i seguenti contratti:

- i) la Convenzione tra Terna e GME, adeguata ed integrata con riferimento ai flussi informativi e alle procedure operative sulla frontiera interessata;
- ii) il “Second Amendment to the GME-EnExClear CCP Agreement for the Italian Borders Working Table Market Coupling”, volto ad estendere la gestione del settlement dei pagamenti del coupling unico intraday sulla frontiera Italia-Grecia, ad integrazione delle previsioni già in essere, sulla tale

frontiera, per il coupling unico del giorno prima e per le aste CRIDA².

GAS

Deliberazione 22 novembre 2022 n. 614/2022/R/gas | “Disposizioni urgenti per la regolazione delle partite economiche derivanti dall'esecuzione dei contratti per differenza a due vie e per la vendita a pronti del gas immesso in stoccaggio tramite il servizio di riempimento di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022” | pubblicata il 23 novembre 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/614-22.htm>

Con la deliberazione 614/2022/R/gas, l'ARERA, ha definito, inter alia, le modalità di regolazione delle partite economiche relative all'esecuzione dei contratti per differenza a due vie (CD2V) introdotti - nell'ambito delle misure urgenti³ volte a favorire il riempimento degli stoccaggi gas - al fine di fornire uno strumento di copertura del “rischio prezzo” tra i prezzi del gas nel periodo di iniezione e i prezzi durante il periodo di erogazione invernale.

Con la medesima deliberazione, l'ARERA ha altresì definito, inter alia, le modalità di offerta - tramite prodotti a pronti - dei quantitativi di gas approvvigionati nell'ambito del servizio di stoccaggio di ultima istanza, prevedendo che la vendita dei suddetti prodotti avvenga attraverso uno stretto coordinamento tra il responsabile del bilanciamento ed il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE).

Nello specifico, tali quantitativi di gas di stoccaggio di ultima istanza, saranno negoziati dal responsabile del bilanciamento, anche per conto del GSE, nell'ambito del comparto AGS del Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) e del Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) organizzati e gestiti dal GME.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali - I QUADRIMESTRE 2023” del 11 novembre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 ed il 22 dicembre 2022, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'art. 2, comma 1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati), dovranno inviare al Gestore medesimo - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità

di stoccaggio e di transito di oli minerali” (nel seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo gennaio - aprile 2023. Nello stesso comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁴.

Nel rinnovare 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, il GME ha altresì ricordato che, per ulteriori informazioni, è possibile scrivere all'indirizzo e-mail logistica@mercatoelettrico.org o contattare i numeri telefonici 06 8012 4337/4500.

ENERGETICO / AMBIENTALE

Delibera 22 novembre 2022 605/2022/R/COM | “Approvazione dei costi previsionali del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2023 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE). Approvazione dei corrispettivi da applicare agli operatori di mercato nell'anno 2023 per la partecipazione al PCE, la

negoziazione delle garanzie d'origine e la negoziazione dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 25 novembre 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/541-21.htm>

Con deliberazione 605/2022/R/COM, l'ARERA ha approvato il preventivo dei costi, per l'anno 2023, riferito allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di:

- monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso;
- monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso;
- gestione del coupling unico infragiornaliero.

Con la medesima deliberazione l'Autorità ha altresì approvato la proposta della misura dei corrispettivi, per l'anno 2023, relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), nonché i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE).

In particolare, con riferimento ai suddetti mercati e piattaforme di negoziazione, l'Autorità ha confermato, anche per l'anno 2023, la misura già in vigore per l'anno 2022.

¹ Il codice temporaneo di accesso viene trasmesso dal GME via e-mail all'indirizzo dell'utente indicato nella domanda di ammissione, in sostituzione della precedente modalità di trasmissione via SMS;

² Complementary Regional Intraday Auction;

³ Le misure urgenti, introdotte con il Decreto-Legge 17/22 e con il Decreto del Ministro della Transizione ecologica 1 aprile 2022, n.138, hanno trovato attuazione con le deliberazioni ARERA 165/2022/R/gas, 189/2022/R/gas e 261/2022/R/gas (cfr. Newsletter n.159 maggio 2022 e Newsletter n.161 luglio 2022);

⁴ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

Gli appuntamenti

13-15 dicembre

International Renewable Energy Congress
Hammamet, Tunisia
Organizzato da Irec
<https://irec-conference.com/sessions-special-issues/>

14-15 dicembre

International conference on electrical engineering and sustainable technologies
Evento online
Organizzato da Iceest
<https://conferences.uet.edu.pk/iceest/2022/>

15 dicembre

Conferenza Internazionale: transizione energetica e globalizzazione
Roma, Italia
Organizzato da Confassociazioni
<https://www.confassociazioni.eu>

15-16 dicembre

Mining & Minerals World Congress
Londra, Regno Unito
Organizzato da MWC
<https://miningconferences.org>

16 dicembre

Supply Chain Sostenibile di Eni
Webinar
Organizzato da Proxigas
<https://proxigas.it>

18-21 dicembre

World Energy Storage Conference
Istanbul, Turchia
Organizzato da Wesc
<http://wesc2022conference.com/>

29-31 dicembre

International Conference on Power and Electrical Engineering (ICPEE 2022)
Singapore
Organizzato da Icpee
<http://www.icpee.net>

6-8 gennaio

International Conference on Energy and Environmental Science
Changsha, Cina
Organizzato da Central South University, Cina.
<http://www.icees.org>

9-11 gennaio

International Conference on Industrial Engineering and Applications
Roma
Organizzato da ICIEA
<http://iciea.eu/>

13-15 gennaio

International Conference on Future Environment and Energy
Tokyo, Giappone
Organizzato da Sophia University, Giappone.
<http://www.icfee.org/>

28-30 gennaio

International Workshop on Smart Grid
Kuala Lumpur, Malaysia
Organizzato da IWSG
<http://www.iwsg.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.