

APPROFONDIMENTI
SFIDE E OPPORTUNITÀ DI COP29
di Francesco Sassi - RIE

La ventinovesima Conference of the Parties (COP) 29, la quale si terrà a Baku dall'11 al 22 novembre prossimi, è uno degli eventi di maggiore importanza dell'anno. La Conferenza arriva in un momento cruciale della diplomazia climatica globale, con eventi metereologici che, nel corso degli ultimi mesi, hanno concretamente riportato in auge il dibattito riguardante gli effetti del cambiamento climatico. Dalla fine del 2020 in poi, la crisi energetica e le crescenti tensioni geopolitiche hanno altresì inciso sull'equilibrio esistente tra sicurezza e transizione energetica, politica estera e industriale.

Questo scenario internazionale, ridefinito nelle sue fondamenta rispetto al periodo pre-pandemico, influenza le priorità a livello governativo e multilaterale. Le stesse decisioni di COP29 saranno dunque plasmate da argomentazioni e punti di rottura che incideranno sull'esito della Conferenza. Queste stesse contrapposizioni sono al centro dell'analisi qui proposta.

L'importanza di COP29

A pochissimi giorni dall'inizio di COP29, l'attenzione mondiale è spostata altrove. Rispetto le ultime edizioni del più importante evento della diplomazia climatica internazionale, la lotta al cambiamento climatico non rappresenta più una priorità in molti paesi. L'esito delle elezioni americane, innanzitutto, dove Donald Trump ha prevalso sull'avversaria Kamala Harris, ha fatto parlare di sé, anche per le stesse conseguenze sul futuro dell'Accordo di Parigi del 2015. La nomina del prossimo Presidente USA avrà certamente rilevanza per le dinamiche e i toni di COP29. Essa impatterà direttamente anche gli scontri geopolitici in atto nel mondo, a partire da quello tra Russia e Ucraina e nel Medio Oriente, tra Israele e i suoi avversari, Iran su tutti. Nonostante le evidenti difficoltà nel dare priorità ad un'emergenza che, talvolta, appare solo di lungo corso, le Nazioni Unite non mancano di ricordare al mondo la necessità di "una mobilitazione globale su una scala e ritmo senza precedenti" nell'immediato e che il "momento critico del clima" è già arrivato¹.

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the
Google Play

Download on the
App Store




**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ OTTOBRE 2024

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI
Sfide e opportunità di COP29
Di Francesco Sassi - RIE
NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A ottobre il Pun registra una leggera flessione a 116,69 €/MWh (-0,44 €/MWh sul precedente mese di settembre), incorporando il calo degli acquisti (MGP: 23,3 TWh) e la crescita delle importazioni nette e dei volumi idrici al Nord, in presenza di costi di generazione a gas ai massimi da inizio anno. Nel suddetto scenario la liquidità del mercato mostra una lieve flessione al 79,5%. Sul MI salgono al massimo

storico i volumi negoziati (3,4 TWh), sostenuti da scambi sul XBID sul livello più alto mai osservato su base mensile (1,2 TWh). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano stabili, con il baseload Novembre 2024 che chiude il periodo di contrattazione a un prezzo di 110,70 €/MWh. Registrano un calo le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Nel mese di ottobre il Pun cala a 116,69 €/MWh (-0,44 €/MWh su settembre), con minimi orari fino a 8,56 €/MWh. La debole variazione del prezzo italiano si realizza in un contesto connotato da acquisti nazionali in calo e da una ripresa delle importazioni nette, a fronte di prezzi del gas ai massimi da fine 2023 (IGI: 40,87 €/MWh, +2,10 €/MWh) e volumi FER in leggera flessione. Sulle altre principali borse elettriche europee si osservano quotazioni in crescita, con variazioni

di maggiore intensità in Francia e Germania (62/86 €/MWh, +10/+8 €/MWh) e moderati incrementi in Svizzera e Austria (84/86 €/MWh, +3/+4 €/MWh).

La modesta dinamica del Pun riflette una flessione nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi (-6,71 €/MWh) a fronte di una crescita nelle giornate festive (+4,47 €/MWh), per un rapporto picco/baseload pressoché invariato a 1,09 (Grafico 1 e Tabella 1).

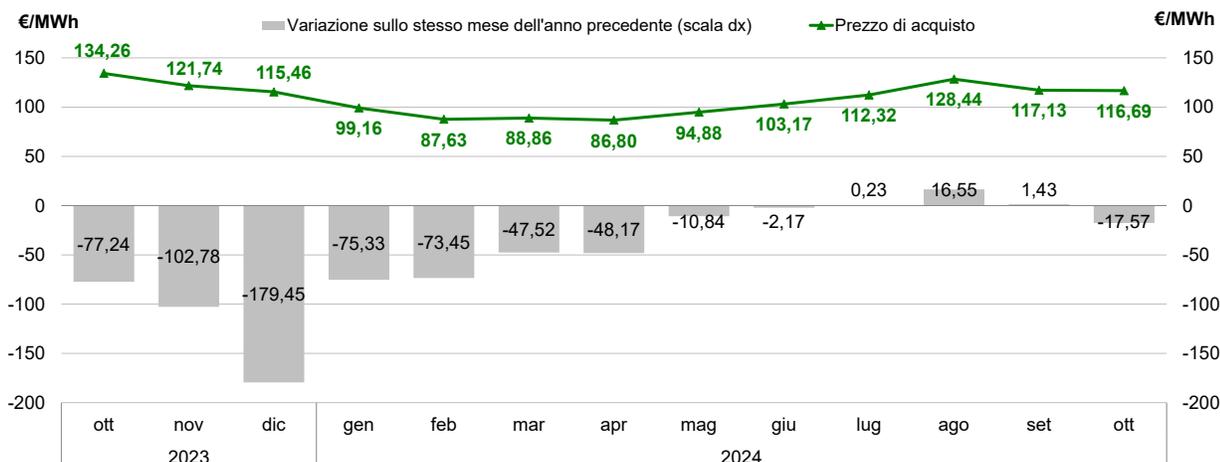
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2024	2023	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2024	2023
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	116,69	134,26	-17,57	-13,1%	24.885	+5,9%	31.297	+2,3%	79,5%	76,8%
Picco	127,17	148,84	-21,67	-14,6%	29.918	+7,4%	37.501	+2,1%	79,8%	75,8%
Fuori picco	110,52	126,25	-15,73	-12,5%	21.923	+3,9%	27.646	+1,5%	79,3%	77,5%
Minimo orario	8,56	15,00			15.943		20.716		74,8%	70,1%
Massimo orario	187,46	240,00			32.463		41.418		86,8%	86,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



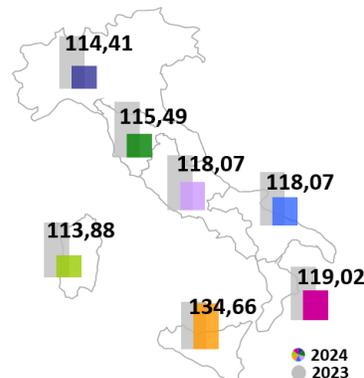
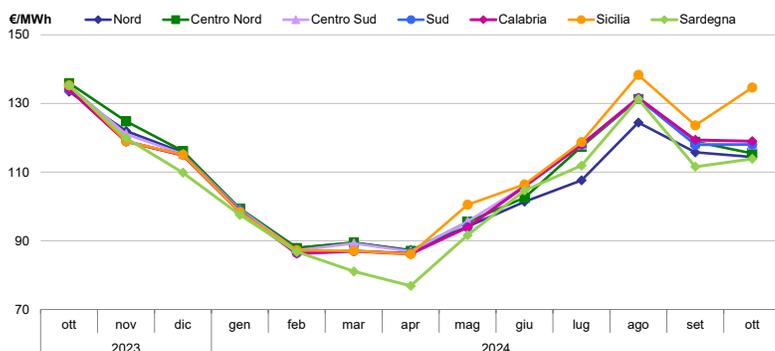
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in presenza anche di limitazioni sui transiti interni, il Sistema risulta particolarmente frammentato, con dinamiche differenziate dei prezzi di vendita. Nelle zone centro settentrionali, favorite anche da maggiori volumi idrici, i prezzi medi calano a 114/115 €/MWh (-3/-1 €/MWh), mentre nel resto della penisola risultano pressoché stabili a 118/119

€/MWh. Crescono, invece, i prezzi sulle isole, attestatisi in Sardegna a 114 €/MWh (+2 €/MWh) e in Sicilia a 135 €/MWh (+11 €/MWh), con l'ultima che vede l'interconnessione con la Calabria fortemente limitata per buona parte del mese. Infine, si registrano sulle isole minimi orari fino a 0 €/MWh in diverse ore del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema scende a 23,3 TWh (-3,9% in media oraria su settembre), con la liquidità del mercato in debole flessione al 79,5% (-0,4 p.p.), in corrispondenza di un calo sia delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, pari a 4,8 TWh (-2,3%), sia degli scambi in borsa, attestatisi a 18,5 TWh (-4,3%). Lato domanda, gli acquisti nazionali

risultano in diffuso calo, a 22,9 TWh (-4,0%), mentre appaiono in debole aumento le esportazioni, a 0,4 TWh (+0,6%).

Lato offerta, il calo della domanda e la crescita delle importazioni, a 4,6 TWh (+8,4%), comprimono le vendite nazionali a 18,7 TWh (-6,6%), in controtendenza solo in Sicilia (+23,5%) (Tabelle 2, 3 e 4, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.539.123	+5,9%	79,5%
Operatori	12.316.490	+15,7%	52,8%
GSE	1.802.678	-2,1%	7,7%
Zone estere	4.419.954	-11,9%	19,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.777.111	-9,8%	20,5%
Zone estere	215.406	+602%	0,9%
Zone nazionali	4.561.705	-13,3%	19,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.316.233	+2,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.965.643	+3,5%	
OFFERTA TOTALE	41.281.876	+2,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.539.123	+5,9%	79,5%
Acquirente Unico	558.471	-54,9%	2,4%
Altri operatori	14.683.533	+6,2%	63,0%
Pompaggi	65.888	+1157,2%	0,3%
Zone estere	414.538	+82,4%	1,8%
Saldo programmi PCE	2.816.692	+27,3%	12,1%
PCE (incluso MTE)	4.777.111	-9,8%	20,5%
Zone estere	21	-97,6%	0,0%
Zone nazionali AU	33.000	-65,9%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	7.560.782	+2,0%	32,4%
Saldo programmi PCE	-2.816.692		
VOLUMI ACQUISTATI	23.316.233	+2,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	997.804	+13,1%	
DOMANDA TOTALE	24.314.038	+2,7%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

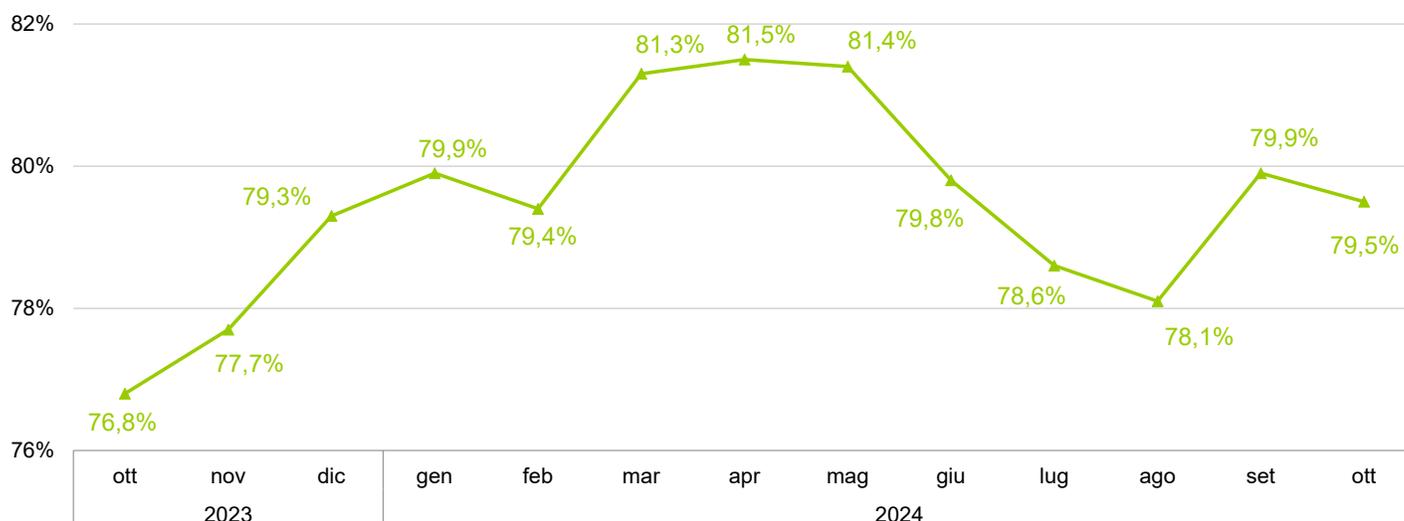


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.226.156	25.807	+7,6%	10.544.423	14.154	+13,2%	13.207.902	17.729	+2,8%
Centro Nord	1.587.960	2.131	+25,3%	1.219.515	1.637	+12,9%	1.934.401	2.597	-0,0%
Centro Sud	6.218.316	8.347	+6,7%	2.114.853	2.839	+4,4%	3.999.247	5.368	+0,8%
Sud	4.516.674	6.063	-1,6%	2.113.271	2.837	-6,5%	1.409.145	1.891	-2,6%
Calabria	1.206.367	1.619	-34,1%	625.869	840	-39,5%	421.354	566	+0,4%
Sicilia	2.629.549	3.530	+4,1%	1.141.767	1.533	-7,2%	1.305.315	1.752	-1,0%
Sardegna	1.227.049	1.647	+5,6%	921.174	1.236	+15,1%	624.311	838	-2,3%
Totale nazionale	36.612.071	49.144	+4,4%	18.680.871	25.075	+5,2%	22.901.674	30.741	+1,5%
Estero	4.669.805	6.268	-8,0%	4.635.362	6.222	-8,2%	414.559	556	+81,8%
Sistema Italia	41.281.876	55.412	+2,8%	23.316.233	31.297	+2,3%	23.316.233	31.297	+2,3%

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

LE FONTI

Il nuovo calo mensile delle vendite nazionali appare trainato prevalentemente da una decisa flessione dei cicli combinati (-2,0 GWh medi). Mostrano un debole calo, invece, i volumi rinnovabili, la cui variazione ribassista risulta fortemente mitigata da una ripresa delle vendite idriche, in particolare

al Nord (+1,0 GWh medi) dove risultano ai massimi per il mese di ottobre. In virtù delle suddette dinamiche la quota di mercato delle fonti termiche scende al 49,8% (-4,0%), a fronte di una crescita della quota FER al 47,7% (+2,9%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

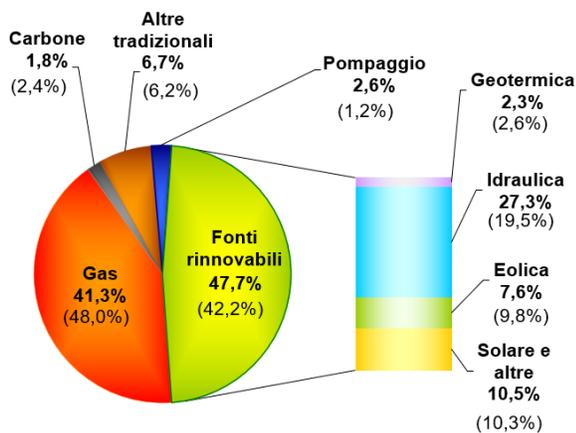
Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.588	-11,4%	638	+34,8%	1.538	+6,7%	1.500	+10,3%	531	-48,0%	834	-21,6%	847	+21,9%	12.476	-7,5%
Gas	5.796	-12,5%	587	+40,6%	1.340	+24,1%	1.262	+24,3%	400	-56,9%	633	-37,3%	338	-4,3%	10.357	-9,4%
Carbone	0	-	-	-	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-	-	-	444	+64,3%	444	-23,7%
Altre	792	-2,3%	51	-8,7%	198	+5,7%	238	+15,0%	131	+43,7%	201	+269,9%	66	-8,7%	1.676	+13,4%
Fonti rinnovabili	6.952	+44,1%	999	+2,3%	1.273	+2,1%	1.336	-20,2%	309	-15,8%	698	+19,3%	389	+2,8%	11.957	+18,9%
Idraulica	5.460	+63,3%	223	+38,7%	503	+15,1%	382	-5,2%	71	-	154	+4,6%	56	-9,8%	6.847	+47,4%
Geotermica	-	-	587	-5,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	587	-5,1%
Eolica	26	+14,1%	23	-22,1%	398	-20,9%	712	-30,5%	179	-17,2%	366	+13,3%	196	-8,4%	1.900	-18,5%
Solare e altre	1.466	+0,4%	165	-0,5%	372	+21,3%	243	-2,5%	59	+2,7%	179	+54,5%	138	+33,4%	2.622	+6,6%
Pompaggio	614	+153,0%	-	-	28	-14,2%	-	-	-	-	-	-100,0%	0	-98,2%	642	+130,6%
Totale	14.154	+13,2%	1.637	+12,9%	2.839	+4,4%	2.837	-6,5%	840	-39,5%	1.533	-7,2%	1.236	+15,1%	25.075	+5,2%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

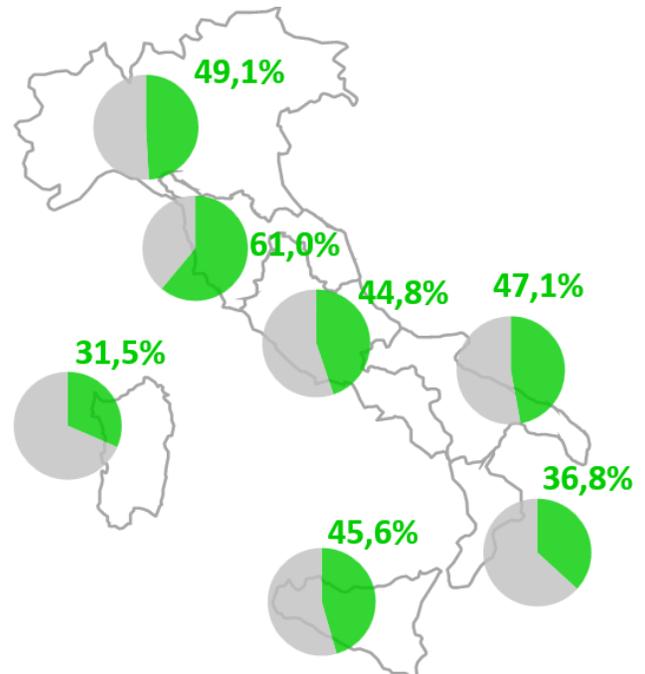
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Nel mese di ottobre il saldo con l'estero cresce a 4,2 TWh (+0,5 TWh su settembre), in virtù principalmente di un incremento dei flussi in entrata da Francia e Montenegro, in concomitanza di un allargamento delle rispettive NTC, e di un aumento dell'import netto sulla frontiera greca, in corrispondenza di

quotazioni elleniche più frequentemente inferiori al riferimento del Sud. Si registra una flessione dell'import netto dall'Austria, in presenza anche di limitazioni sull'interconnessione con l'Italia, mentre sulle altre frontiere si osservano variazioni dei flussi di lieve entità (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*	1.636.579 (1.741.474)	98,4% (99,5%)	0,8% (0,5%)	1% (0,0%)	88,5% (91,0%)	- (-)	2.353 (2.423)	1.641.637 (1.742.175)	1.641.637 (1.742.175)	1.926 (1.100)	5.058 (701)	5.058 (701)
Italia - Svizzera	1.830.788 (2.168.008)	98,1% (100,0%)	1,3% (-)	0,5% (-)	- (-)	- (-)	2.933 (3.287)	1.895.694 (2.177.275)	n/a	3.329 (3.278)	64.906 (9.267)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	154.721 (27.145)	80,3% (18,0%)	18,1% (1,9%)	1,6% (80,1%)	75,3% (83,6%)	16,4% (9,2%)	303 (45)	172.132 (28.410)	172.132 (28.410)	143 (19)	17.411 (1.265)	17.411 (1.265)
Italia - Slovenia*	165.164 (380.888)	74,0% (89,0%)	24,6% (9,8%)	1,5% (1,2%)	64,0% (74,2%)	16,1% (3,2%)	515 (674)	262.827 (411.857)	262.827 (411.857)	660 (669)	97.663 (30.969)	97.663 (30.969)
Italia - Montenegro	331.483 (401.418)	90,9% (98,1%)	9,1% (1,7%)	0,0% (0,1%)	13,0% (36,3%)	- (-)	611 (602)	384.975 (423.764)	n/a	791 (666)	53.491 (22.346)	n/a (n/a)
Italia - Grecia*	238.103 (234.066)	79,3% (77,9%)	13,7% (12,1%)	7,0% (10,1%)	74,3% (69,4%)	8,7% (5,8%)	500 (500)	278.096 (265.762)	278.096 (265.762)	500 (500)	39.993 (31.696)	39.993 (31.696)
Italia - Malta	-84.112 (-74.202)	- (2,0%)	93,2% (86,8%)	6,8% (11,1%)	- (-)	3,8% (7,9%)	225 (225)	0 (312)	n/a	225 (225)	84.112 (74.514)	n/a (n/a)
TOTALE**	4.272.726 (4.878.796)							4.635.360 (5.049.554)	2.354.692 (2.448.203)		362.634 (170.758)	160.125 (64.630)

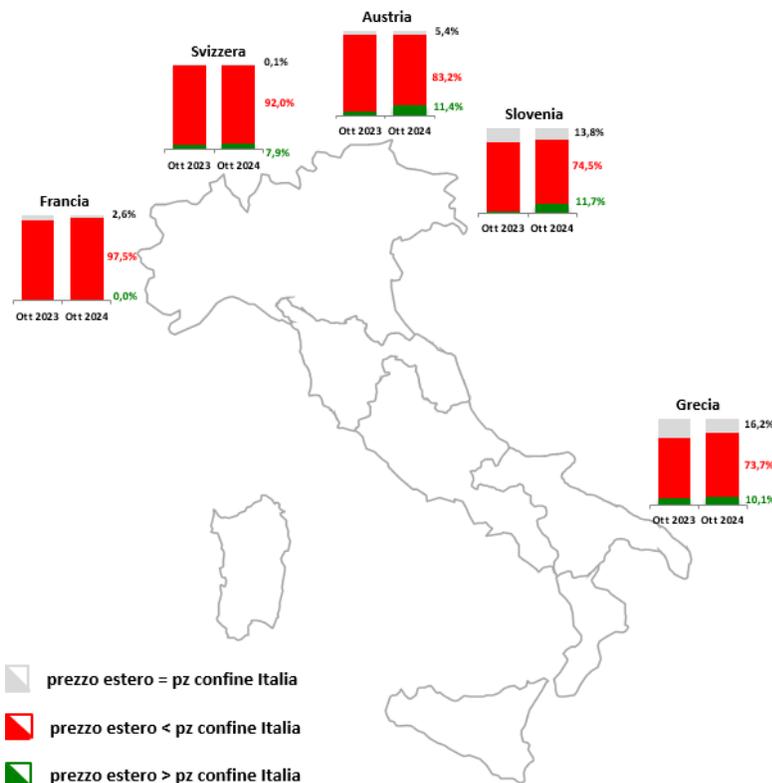
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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. La frequenza di saturazione è calcolata al netto delle ore in cui il transito è inibito.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

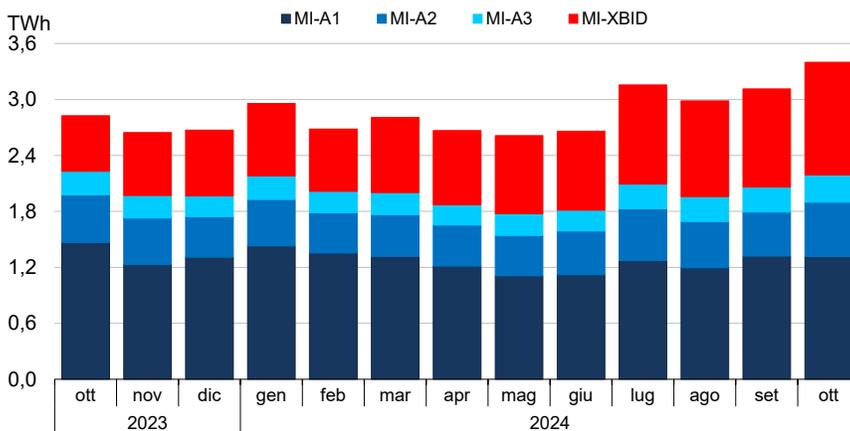
I volumi scambiati sui mercati infragiornalieri registrano una crescita, portandosi al massimo storico di 3,4 TWh (+5,5% in media oraria su settembre). In aumento sia i volumi scambiati nei mercati in asta (2,2 TWh di cui 1,3 TWh sul MI-A1) ma soprattutto su XBID (1,2 TWh), sul livello più alto mai osservato su base mensile (36% del totale). Sulle IDA europee il confronto con il precedente mese di settembre ha evidenziato: i) ancora una crescita dei volumi scambiati su base media giornaliera sui mercati in asta pari al 3%; ii) sui transiti in coupling, un incremento in media oraria sia dell'import (53 MWh vs 37 MWh) che dell'export (48 MWh vs 43 MWh); iii) sulla distribuzione dei volumi negoziati sui transiti in coupling, una quota maggiore di volumi scambiati, lato import, con Slovenia e Grecia (36% su entrambe), lato export, con la Slovenia (42%); iv) in esito al MI una sostanziale conferma della direzione dei flussi di energia

osservata sulle frontiere in coupling sul MGP. Ai massimi storici anche il numero di abbinamenti su XBID (oltre 550 mila), di cui circa il 77% concentrato nelle fasi 2 e 3. Pressoché invariate la quota di scambi all'interno della stessa zona (16%), quella degli scambi con l'estero (30%) e quella degli scambi tra diverse zone nazionali (54%).

I prezzi medi risultano sostanzialmente stabili sul MI-A1 a 117 €/MWh e in lieve crescita sugli altri mercati a 118/121 €/MWh (+2/+4 €/MWh), con quotazioni in linea ai corrispondenti valori del Pun sul MI-A1 e superiori sia sugli altri mercati in asta sia su XBID. Come osservato sul MGP, anche sugli MI a livello zonale il Sistema risulta frammentato, con prezzi particolarmente elevati in Sicilia (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). In ultimo, si sono registrati su XBID ancora abbinamenti a prezzi negativi, esclusivamente sulle isole, con prezzi fino a -65 €/MWh in Sicilia.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



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 (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	599.294	-12,0%	224.866	21,4%	126.470	11,3%	950.630	-3,0%	327.300	85,8%	1.277.931	10,5%
Centro Nord	94.627	10,4%	49.346	35,2%	21.734	46,4%	165.706	20,9%	60.920	77,5%	226.626	32,3%
Centro Sud	189.532	-24,0%	105.370	2,4%	49.325	38,2%	344.226	-11,3%	109.990	141,4%	454.216	4,7%
Sud	200.758	0,2%	77.609	-16,8%	39.608	10,0%	317.975	-3,5%	129.336	101,0%	447.311	13,5%
Calabria	24.609	-32,3%	13.058	5,6%	6.480	3,5%	44.147	-19,7%	21.961	195,1%	66.108	5,9%
Sicilia	99.959	-15,6%	43.109	46,9%	19.656	13,7%	162.725	-1,4%	56.857	136,9%	219.582	16,1%
Sardegna	23.118	-45,2%	19.019	-19,6%	14.953	65,7%	57.091	-23,8%	22.879	110,4%	79.970	-6,8%
Estero	84.120	60,4%	49.886	81,9%	14.517	-27,0%	148.524	48,9%	478.683	104,3%	627.207	87,7%
Totale	1.316.018	-10,2%	582.262	14,0%	292.743	15,9%	2.191.023	-1,7%	1.207.927	102,3%	3.398.950	20,2%

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 (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	699.128	-11,7%	277.466	20,8%	122.206	14,0%	1.098.800	-2,7%	384.947	89,7%	1.483.747	11,4%
Centro Nord	83.789	16,0%	29.217	59,5%	15.722	66,9%	128.727	28,8%	69.181	155,6%	197.908	55,8%
Centro Sud	161.503	-30,9%	75.595	-7,8%	43.149	34,8%	280.248	-19,4%	151.497	175,7%	431.745	7,2%
Sud	188.329	26,0%	83.390	34,0%	45.139	41,9%	316.857	30,2%	117.055	60,8%	433.913	37,2%
Calabria	25.684	-24,9%	13.649	-8,3%	5.815	-4,5%	45.148	-18,2%	20.681	126,3%	65.829	2,3%
Sicilia	101.079	-20,8%	46.473	-3,9%	20.189	13,7%	167.741	-13,4%	57.472	156,3%	225.213	4,2%
Sardegna	14.069	-41,4%	20.308	38,5%	10.151	40,5%	44.528	-3,0%	15.894	78,1%	60.422	10,2%
Estero	42.437	27,7%	36.164	-11,0%	30.372	-26,1%	108.973	-5,2%	391.201	96,8%	500.174	59,4%
Totale	1.316.017	-10,2%	582.262	14,0%	292.743	15,9%	2.191.022	-1,7%	1.207.927	102,3%	3.398.950	20,2%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

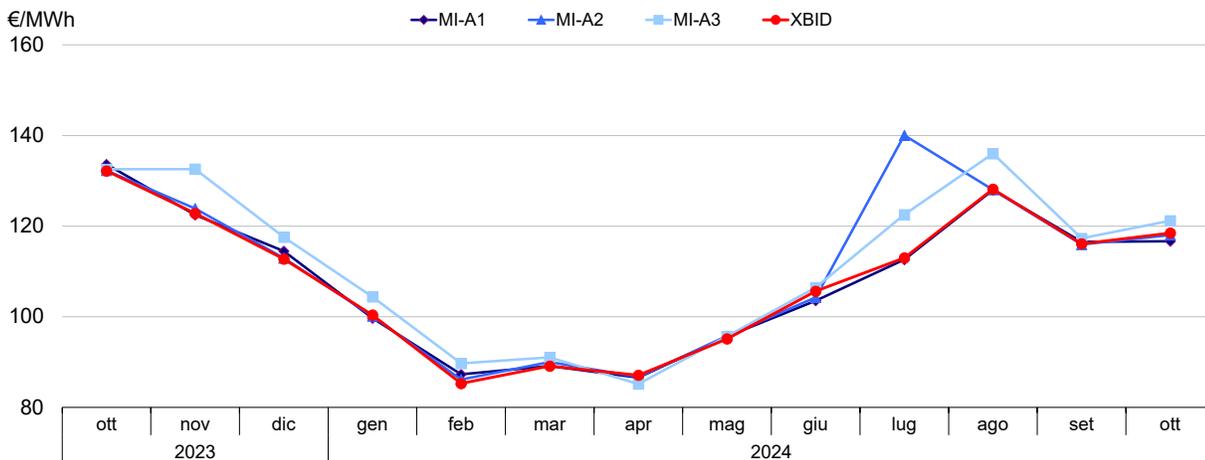


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA				
			MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	X-BID (1-24 h)				
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	114,41	116,82	113,83	-14,4%	115,95	-12,0%	118,94	-9,6%	115,89	-12,3%
			(-0,5%)		(+1,3%)		(+1,8%)		(+1,3%)	
Centro Nord	115,49	118,53	114,94	-14,9%	116,21	-13,0%	120,26	-11,1%	117,51	-13,8%
			(-0,5%)		(+0,6%)		(+1,7%)		(+1,7%)	
Centro Sud	118,07	120,83	117,32	-12,8%	116,92	-12,1%	121,31	-9,9%	117,96	-11,9%
			(-0,6%)		(-1,0%)		(+0,4%)		(-0,1%)	
Sud	118,07	120,83	117,32	-12,1%	116,92	-11,6%	121,25	-8,8%	118,35	-10,9%
			(-0,6%)		(-1,0%)		(+0,4%)		(+0,2%)	
Calabria	119,02	120,44	118,05	-11,6%	117,52	-11,1%	119,88	-8,7%	118,95	-9,2%
			(-0,8%)		(-1,3%)		(-0,5%)		(-0,1%)	
Sicilia	134,66	141,31	132,85	-0,9%	134,95	1,4%	142,80	5,8%	135,31	1,7%
			(-1,3%)		(+0,2%)		(+1,1%)		(+0,5%)	
Sardegna	113,88	114,77	113,23	-15,9%	113,06	-15,0%	115,48	-14,2%	116,06	-14,2%
			(-0,6%)		(-0,7%)		(+0,6%)		(+1,9%)	

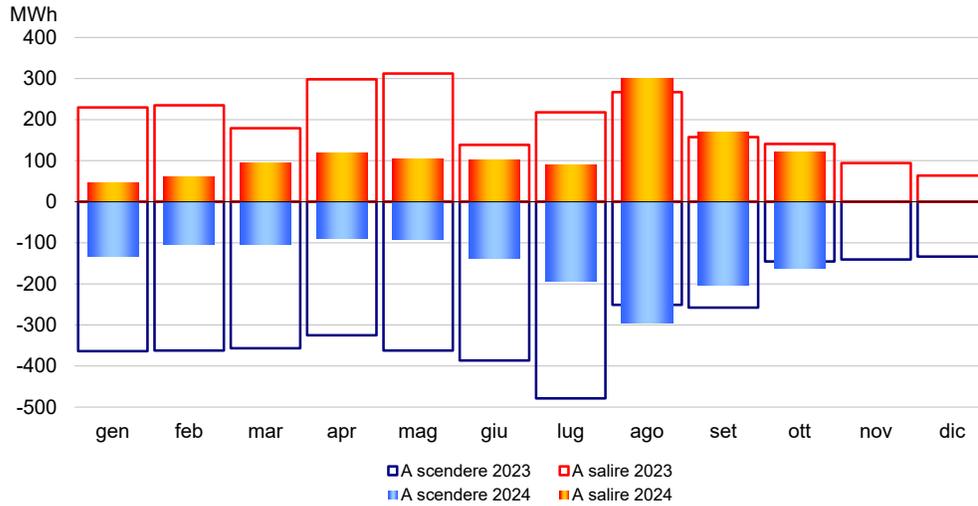
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Sul mercato MSD ex-ante mostrano un calo sia le vendite mercato a salire, pari rispettivamente a 121 GWh e a 89 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Risultano pari a 37 le negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' a ottobre. I volumi complessivamente scambiati calano a 51,0 GWh (-29,8 GWh su settembre), dei quali 45,6 GWh (-30,4 GWh) relativi al prodotto baseload e

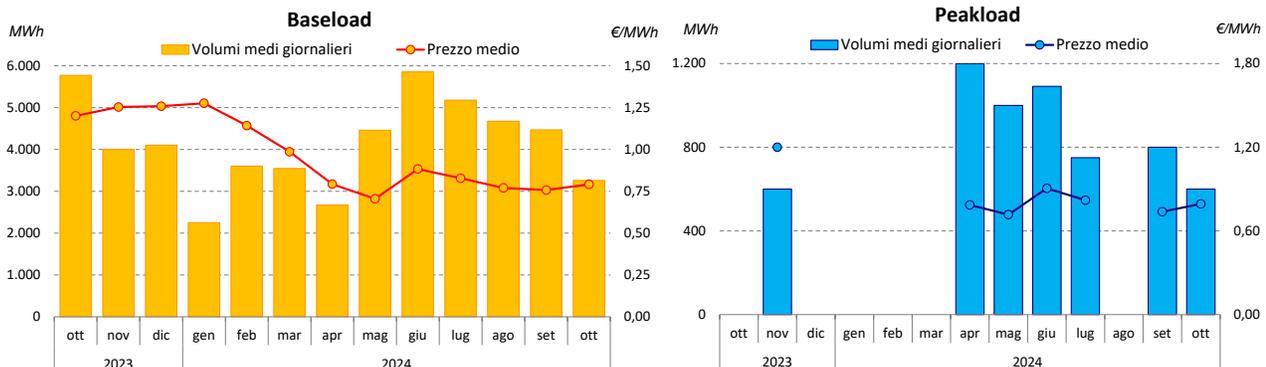
5,4 GWh (+0,6 GWh) al prodotto peakload. Il prezzo medio sale leggermente su entrambi in prodotti a 0,79 €/MWh (baseload: +0,03 €/MWh; peakload: +0,06 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	28 (110)	14/31 23/31	0,79 (1,20)	0,70 (1,20)	0,89 (1,20)	45.600 (132.720)	3.257 (5.770)
Peakload	9 (-)	9/23 0/22	0,79 (-)	0,70 (-)	0,89 (-)	5.400 (-)	600 (-)
Totale	37 (110)					51.000 (132.720)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE sono state registrate tre transazioni over the counter per 10,2 GWh, relative ai prodotti baseload Novembre 2024 (0,7 GWh), Dicembre 2024 (0,7 GWh) e Anno 2025 (8,8 GWh). Chiude il periodo di contrattazione il prodotto Novembre

2024, con un prezzo di 110,70 €/MWh sul baseload e di 118,16 €/MWh sul peakload. In virtù delle suddette variazioni la posizione aperta complessiva sale a fine mese a 26,2 GWh (+1,8 GWh) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a Ottobre

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
Novembre 2024	110,70	+0,0%	-	-	1	1	-	11	7.920
Dicembre 2024	111,65	+0,0%	-	-	1	1	-	11	8.184
Gennaio 2025	120,28	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2025	126,18	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2025	119,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	99,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	109,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	126,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	113,72	+0,0%	-	-	1	1	-	2	17.520
Totale			-	-	3	3			25.704

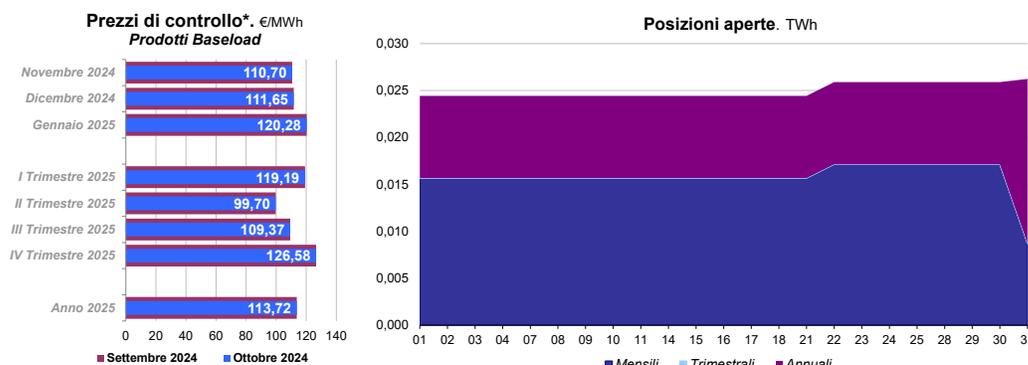
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Novembre 2024	118,16	+0,0%	-	-	-	-	-	2	504
Dicembre 2024	124,24	+0,0%	-	-	-	-	-	2	528
Gennaio 2025	127,93	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2025	140,05	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2025	129,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	105,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	117,92	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	128,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	120,31	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			528
TOTALE			-	-	3	3			26.232

* 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 sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia a ottobre mostrano una flessione, attestandosi a 16,1 TWh (-7,2% in media oraria su settembre), così come la posizione netta, in calo a 10,0 TWh (-7,4%) (Tabella 11). Il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta

(Turnover) si porta ai massimi da inizio anno, a 1,61 (Grafico 10). Con riferimento ai programmi registrati, questi ammontano a 4,8 TWh nei conti in immissione e a 7,6 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma pari a 5,2 TWh e a 2,4 TWh.

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

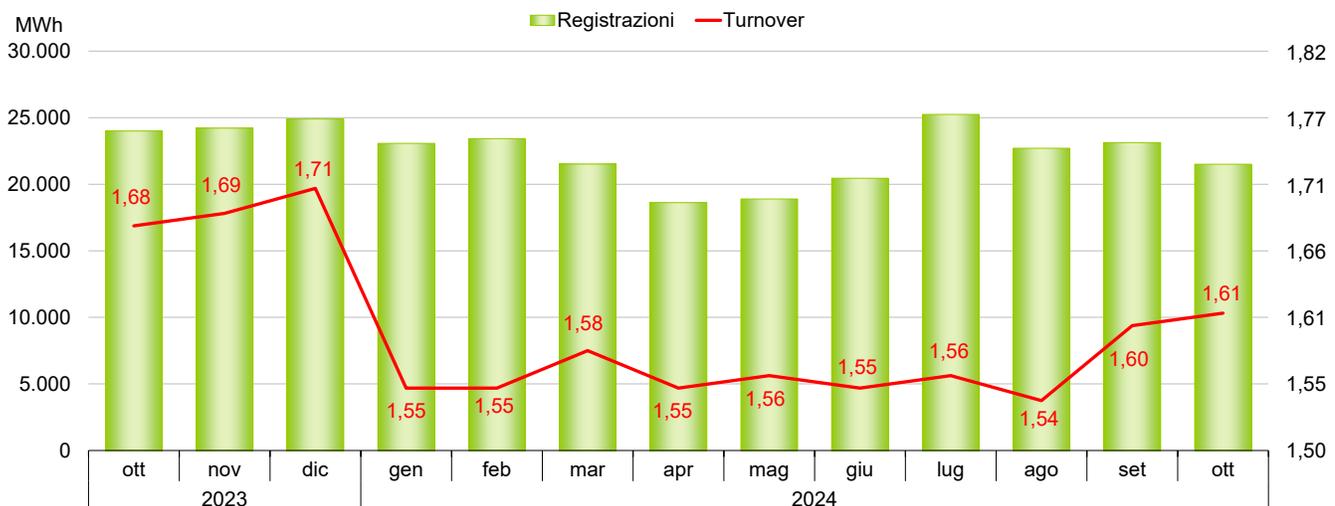
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI			
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione	Variazione	Prelievo
					MWh		MWh
Baseload	2.688.793	+16,8%	16,7%	Richiesti	5.393.922	-14,1%	7.594.037
Off Peak	6.097	+533,8%	0,0%	Rifiutati	616.812	-37,5%	234
Peak	6.348	+1102,3%	0,0%	Registrati	4.777.111	-9,8%	7.593.803
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.701.238	+17,2%	16,8%	Sbilanciamenti a programma	5.230.617	-3,2%	2.413.925
Totale Non standard	13.313.110	-14,5%	82,8%	Saldo programmi	-	-	2.816.692
PCE bilaterali	16.014.348	-10,4%	99,6%				
MTE	8.002	+19,3%	0,0%				
MPEG	51.000	-61,6%	0,3%				
TOTALE PCE	16.073.350	-10,8%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.007.728	-6,4%					

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

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.402 milioni di mc (46,5 TWh), in aumento rispetto al mese precedente, ma su livelli tra i più bassi da oltre quindici anni per il mese in analisi. Le importazioni si portano complessivamente a 4.563 milioni di mc (48,2 TWh) e la produzione nazionale a 226 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni ammontano a 4,1 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese su livelli molto elevati. Nei mercati

a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 13,7 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 29%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare sull'orizzonte day-ahead (9,7 TWh e massimo storico). Mediamente a ottobre l'IG Index (IGI) si attesta a 40,87 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte a ridosso dei 41 €/MWh.

IL CONTESTO

Nel primo mese dell'anno termico 2024/2025, i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.402 milioni di mc (46,5 TWh), in crescita rispetto al mese precedente, ma su valori tra i più bassi dal 2006 per il mese in analisi. La dinamica dei consumi rispetto a settembre riflette la crescita dei prelievi nel comparto civile (1.399 milioni di mc, 14,8 TWh) e nel comparto industriale (1.050 milioni di mc, 11,1 TWh) e la flessione dei consumi nel settore termoelettrico (1.705 milioni di mc, 18,0 TWh), in corrispondenza principalmente di una minore domanda e maggiori importazioni di energia elettrica. In aumento anche le esportazioni e gli altri consumi, a 248 milioni di mc (2,6 TWh). Sul lato delle importazioni (4.563 milioni di mc, 48,2 TWh) diminuiscono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.463 milioni di mc (36,6 TWh), che i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.100 milioni di mc (11,6 TWh), con una quota di questi ultimi al 24%. La modulazione dei

flussi per singoli punti di entrata mostra significative dinamiche rialziste in particolare a Mazara (20,7 TWh, 43% del totale, +17 p.p. su settembre) e Melendugno (9,8 TWh, 20% del totale, +2,4 p.p.). In flessione, invece, soprattutto i flussi a Tarvisio (2,1 TWh, 4% del totale, -13 p.p.) e Passo Gries (3,1 TWh, 6% del totale, -7 p.p.). Relativamente ai rigassificatori, anche questo mese risulta non operativo il terminal di Livorno e a regime ridotto quello di Panigaglia.

Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (4,1 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 13.835 milioni di mc (146,3 TWh), valore più alto di sempre per ottobre. Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (4,1 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 13.835 milioni di mc (146,3 TWh), valore più alto di sempre per ottobre.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.563	48,2	-4,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.957	20,7	+4,5%
Tarvisio	195	2,1	+196,2%
Passo Gries	295	3,1	-31,3%
Gela	93	1,0	-52,9%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	923	9,8	-0,2%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-98,6%
Cavarzere (GNL)	756	8,0	-2,5%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Piombino (GNL)	343	3,6	+34,1%
Produzione Nazionale	226	2,4	-4,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	4.790	50,6	-4,6%
TOTALE CONSUMATO			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.154	43,9	+0,8%
Industriale	1.050	11,1	+3,1%
Termoelettrico	1.705	18,0	-8,7%
Reti di distribuzione	1.399	14,8	+13,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	248	2,6	-16,4%
TOTALE CONSUMATO	4.402	46,5	-0,3%
Iniezioni negli stoccaggi	388	4,1	-35,8%
TOTALE PRELEVATO	4.790	50,6	-4,6%

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

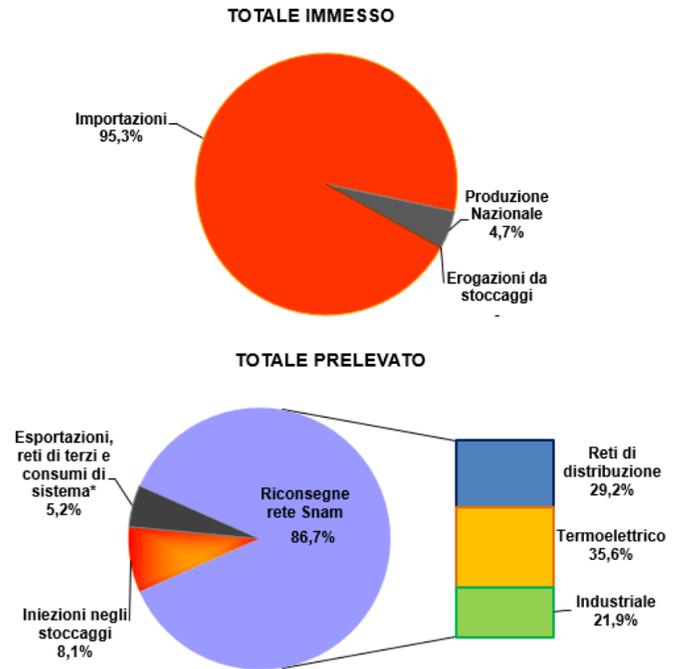
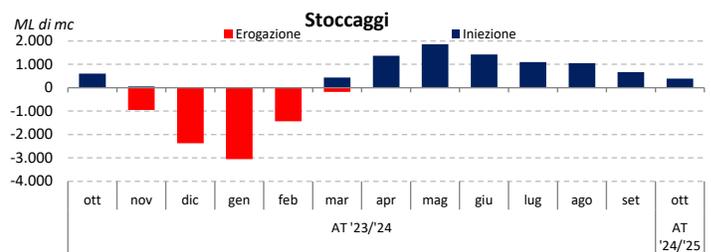
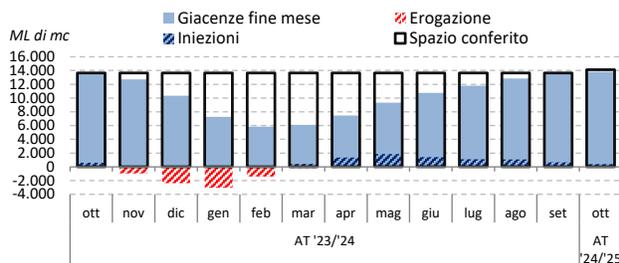


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2024)	13.835	146,3	+1,6%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	388	4,1	-35,8%
Flusso netto	388	4,1	-35,8%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	98,0%		-1,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni segnano tutte un aumento su base mensile, portandosi ai massimi da dicembre dello scorso anno, a 41,2 €/MWh al PSV (+2,1 €/MWh) e a 40,0 €/MWh al TTF (+3,8 €/MWh). I due riferimenti presentano, per gran parte del mese, un andamento altalenante nell'intorno dei 40 €/

MWh ed un più evidente rialzo negli ultimi giorni di ottobre quando raggiungono i 44 €/MWh al PSV e i 43 €/MWh al TTF. Lo spread tra la quotazione italiana e quella olandese si attesta, quindi, a 1,2 €/MWh (era 3,0 €/MWh il mese precedente), variando nel mese tra -0,9 €/MWh e +3,3 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, ad ottobre l'IG Index si attesta in media a 40,87 €/MWh, in linea con gli sviluppi delle quotazioni registrate sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti i prezzi, anch'essi in rialzo sul mese precedente, risultano tutti nell'intorno dei 41 €/MWh.

In relazione, invece, ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 13,7 TWh, con una quota sul totale consumato ancora su livelli alti, a 29% (-1,3 p.p. su settembre).

Rispetto al mese precedente, risultano in aumento gli scambi sull'orizzonte day-ahead, per effetto di una crescita sia delle contrattazioni nel comparto a negoziazione continua (9,7 TWh e massimo storico), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 71%, che dei volumi negoziati nel comparto AGS (1,6 TWh), pari al 12% dei volumi totali del MP-GAS, di questi 1,3 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto.

In flessione su settembre, invece, gli scambi sull'orizzonte

intraday, tutti concentrati nel comparto a negoziazione continua (2,1 TWh, -20%), il cui peso sul mercato a pronti si attesta al 16%. Su tale mercato si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,1 TWh, -61%), prevalentemente in acquisto, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,0 TWh, -20%). Ad ottobre nel comparto AGS non si registrano scambi.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,21 TWh (erano 0,19 TWh il mese precedente), in corrispondenza di un incremento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,12 TWh), dinamica concentrata lato acquisto e con finalità di bilanciamento, e di un calo delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,09 TWh.

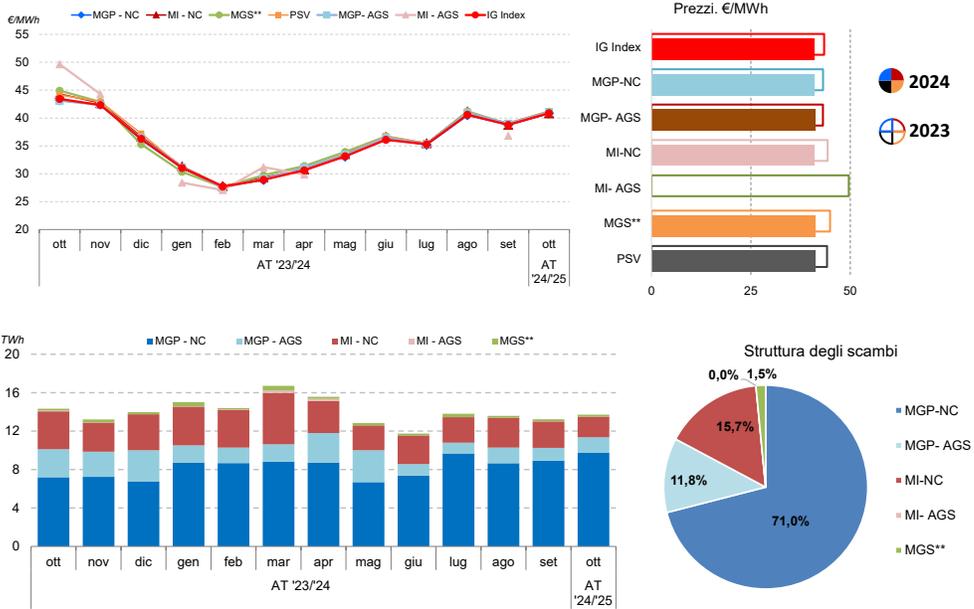
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre non sono stati registrati scambi. Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), sono stati scambiati 222,9 GWh, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2024, ad un prezzo medio di 43,41 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	40,87	(43,42)		36,64	44,36			
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	40,85	(43,14)	-5,3%	35,80	45,00	9.731.064	(7.193.520)	+35,3%
<i>Comparto AGS</i>	41,06	(43,11)	-4,8%	36,52	44,76	1.621.776	(2.929.776)	-44,6%
<i>MI</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	40,83	(44,31)	-7,8%	36,50	45,50	2.146.656	(3.932.232)	-45,4%
<i>Comparto AGS</i>	-	(49,64)	-100,0%	-	-	-	(80.016)	-100,0%
<i>MGS**</i>	41,21	(44,90)	-8,2%	38,79	44,81	209.109	(192.525)	+8,6%
<i>Stogit</i>	41,21	(44,90)	-8,2%	38,79	44,81	209.109	(192.525)	+8,6%
<i>Edison</i>	-	(-)		-	-	-	(-)	
<i>MPL</i>	-	(-)		-	-	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



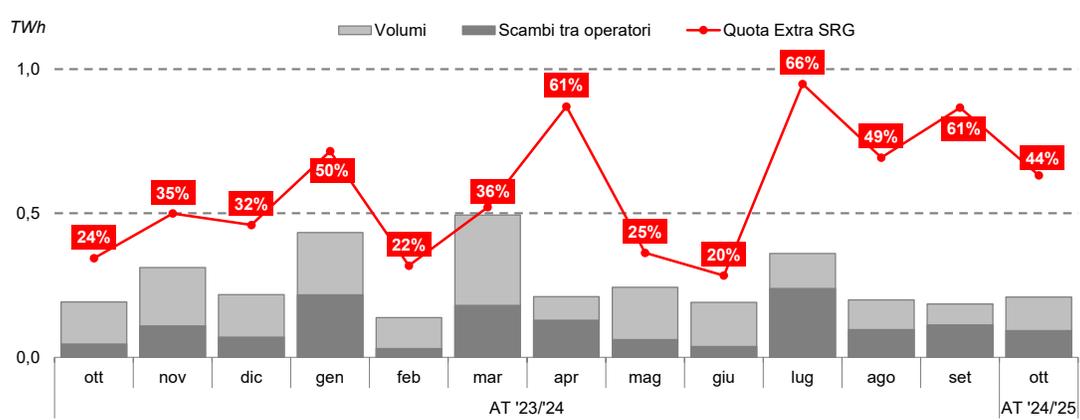
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera. Per il mese di luglio 2023 l'IG Index è calcolato a partire dal giorno gas 20 luglio.

** 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	209.109	(192.525)	209.109	(192.525)	-	(-)	-	(-)
SRG	84.407	(47.826)	32.255	(98.360)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	84.407	(47.826)	32.255	(98.360)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	124.703	(144.699)	176.855	(94.165)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



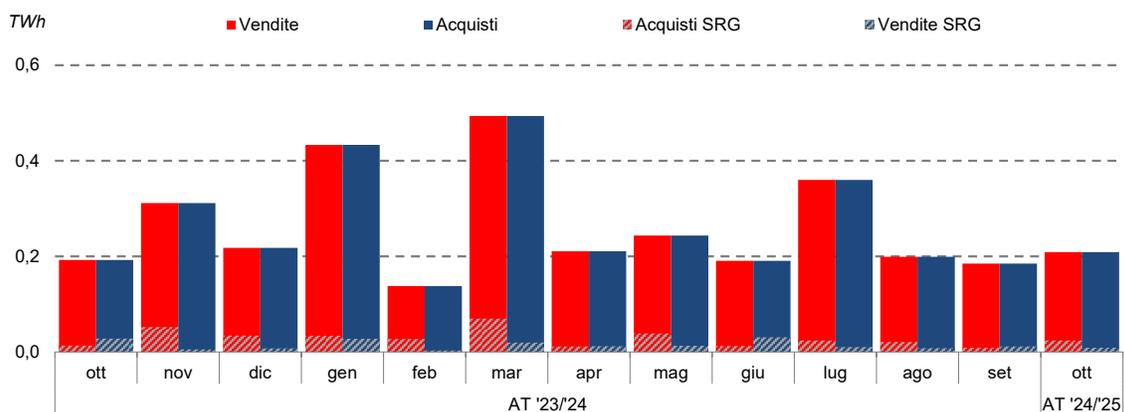


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2024-10	-	-	38,44	4,5%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-11	-	-	39,44	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-11	-	-	38,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-12	-	-	45,29	16,7%	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-01	-	-	45,33	11,6%	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-02	-	-	45,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	45,68	13,5%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	43,47	11,9%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	43,18	15,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	43,70	11,7%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	43,98	15,5%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2025	-	-	44,21	17,1%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	44,02	14,1%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad ottobre le quotazioni di greggio e derivati si confermano ancora sui livelli più bassi dall'estate 2023 e torna in calo il carbone. Toccano, invece, un nuovo massimo annuale i

prezzi del gas sui principali hub europei e crescono anche quelli elettrici in Europa centro-settentrionale, a differenza del Pun italiano.

Le quotazioni del Brent restano invariate ai minimi da luglio 2023 (76,48 \$/bbl) e prezzi tra i più bassi dall'estate 2023 si osservano ancora anche per l'olio combustibile (520,16 \$/MT, +4%) e il gasolio (665,64 \$/MT, +5%); dopo i massimi annuali dei due mesi precedenti torna in calo il carbone (119,46 \$/MT, -4%). Le aspettative espresse dai mercati a termine stimano

greggio e combustibili su livelli analoghi o inferiori agli attuali spot nei prossimi mesi.

In lieve calo mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,09 €/€, -2%), con conseguente modesto impatto sull'intensità delle variazioni osservate sui prezzi del greggio e dei combustibili nelle loro conversioni in euro.

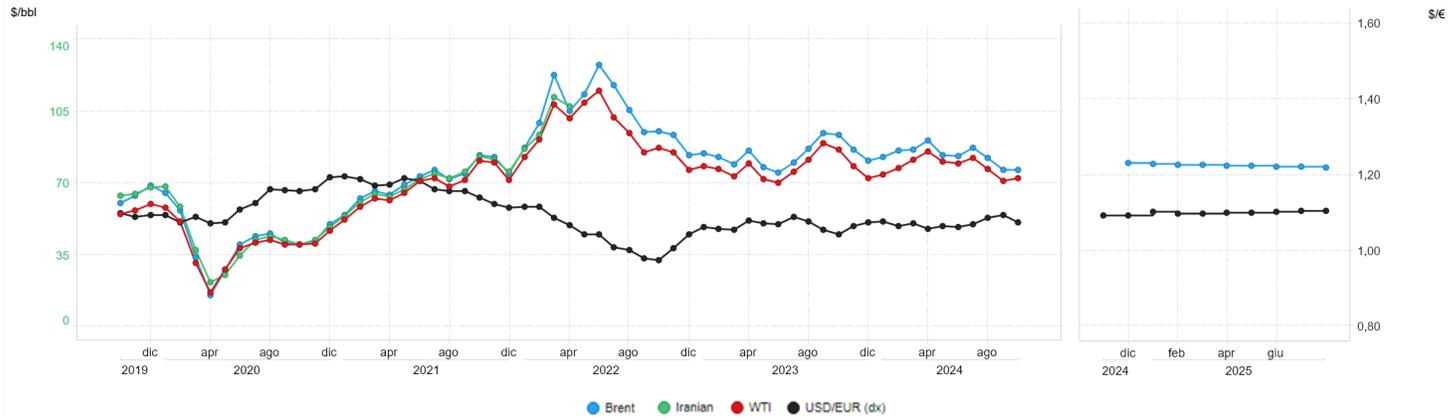
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	76,48	0%	-18%				75,38	4%	74,95	4%		
Olio Combustibile	USD/MT	520,16	4%	-10%	440,75	455,57	8%	446,73	7%	441,38	6%	424,37	5%
Gasolio	USD/MT	665,64	3%	-26%	664,25	674,52	2%	673,77	3%	673,97	3%		
Carbone	USD/MT	119,46	-4%	-10%	124,20	119,46	-4%	120,49	1%	120,00		124,60	5%

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	70,11	2%	-21%			-	69,00	-	68,51	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	476,90	5%	-13%		417,52	-	408,92	-	403,44	-	383,05	-
Gasolio	EUR/MT	610,24	5%	-28%		618,41	-	616,97	-	616,25	-		-
Carbone	EUR/MT	109,50	-2%	-13%		109,51	-	110,31	-	109,71	-	112,49	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	-2%	3%	1,11	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,11	-

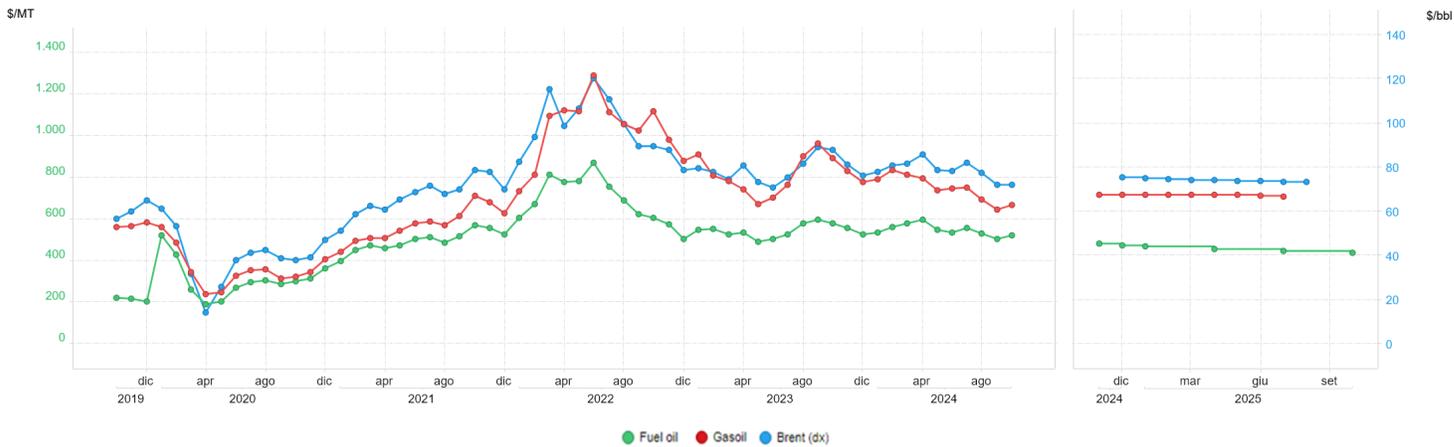
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



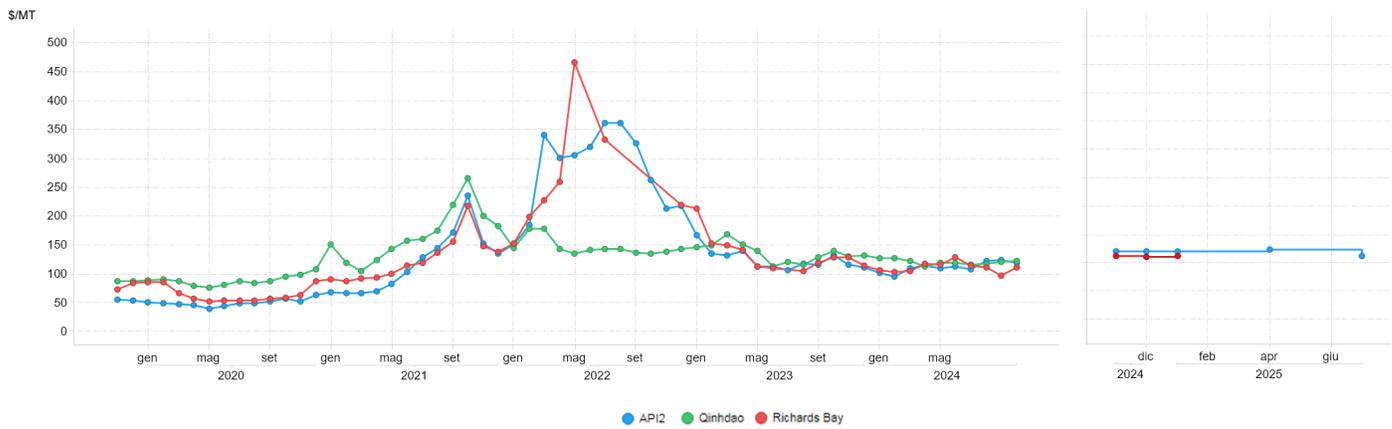
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



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

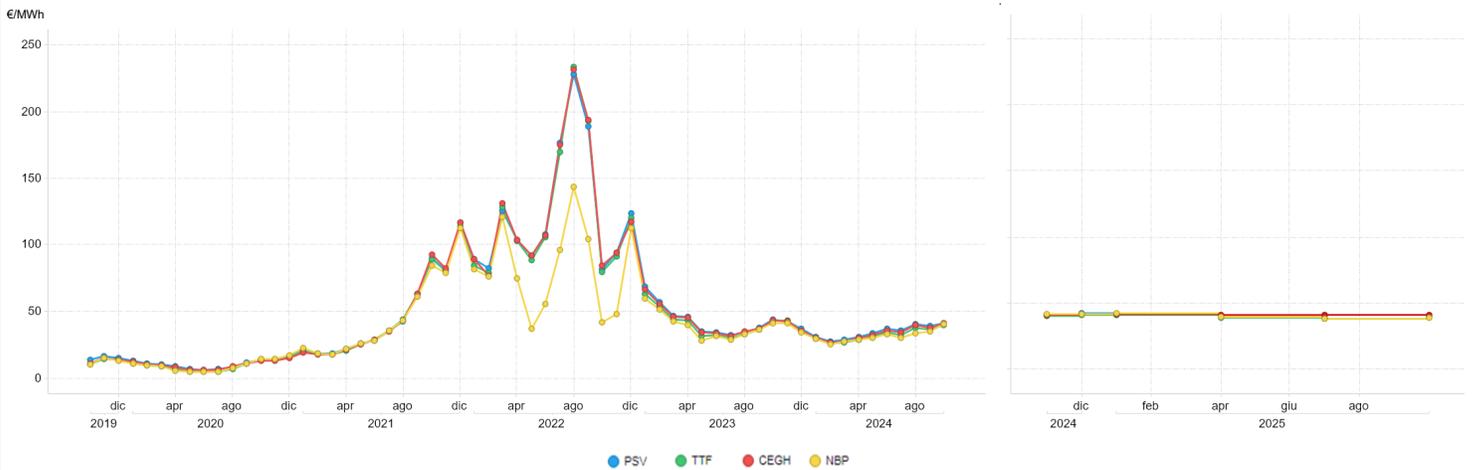
Fonte: LSEG Data & Analytics

I prezzi del gas, dopo il modesto calo di settembre, segnano un nuovo massimo da fine 2023, attestandosi a 41,21 €/MWh al PSV italiano (+5%) e a 39,98 €/MWh al TTF olandese (+11%). Entrambi i riferimenti si mostrano in aumento, soprattutto a fine

settembre, con lo spread PSV-TTF che risulta più che dimezzato rispetto a settembre e ai minimi da gennaio (1,23 €/MWh, -1,74 €/MWh). Differenziali analoghi o inferiori agli attuali spot sono previsti anche nei prossimi mesi dai mercati a termine.

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

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	41,21	5%	-7%	39,50	41,02	5%	41,98	6%	41,33	4%	40,48	3%
TTF	NL	39,98	11%	-7%	38,11	40,48	8%	40,75	6%	41,05	6%	39,53	5%
CEGH	AT	41,01	8%	-5%	38,81	40,93	5%	41,54	5%	41,79	5%	41,15	5%
NBP	UK	40,28	14%	-2%	37,49	41,23	8%	41,78	5%	42,24	-58%		



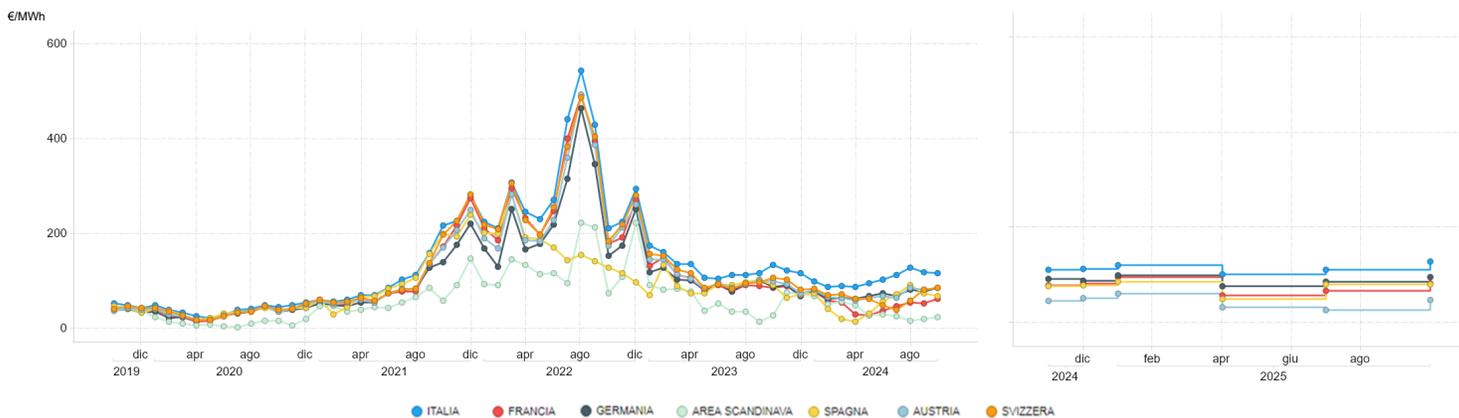
Fonte: LSEG Data & Analytics

In ambito elettrico, prezzi invariati in Italia (117 €/MWh) e in crescita nel resto dell'Europa centrale e settentrionale, dove salgono a 86 €/MWh in Germania (+10%), a 62 €/MWh in Francia (+20%) e a 24 €/MWh nell'Area Scandinava (+21%); in calo invece le quotazioni in Spagna (69 €/MWh, -6%).

Rispetto agli attuali prezzi spot, i mercati a termine indicano una progressiva crescita nei prossimi mesi in Francia, in linea con la stagionalità della domanda, mentre in Italia si attende una più debole variabilità, con livelli leggermente più elevati solo a inizio 2025.

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

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	116,69	0%	-13%	120,13	110,70	-5%	111,65	0%	120,28	0%	113,72	0%
FRANCIA	62,06	20%	-26%	51,86	76,78	-7%	81,41	-7%	94,73	10%	73,13	0%
GERMANIA	86,10	10%	-2%	78,31	90,02	0%	87,47	-1%	98,81	12%	87,81	0%
AREA SCANDINAVA	23,94	21%	-10%	29,30	43,41	12%	50,78	1%	60,14	-2%	39,61	2%
SPAGNA	68,55	-6%	-24%	73,50	75,25	-6%	76,21	-6%	84,24	-2%	69,11	-3%
AUSTRIA	85,58	4%	-14%									
SVIZZERA	84,44	4%	-20%									



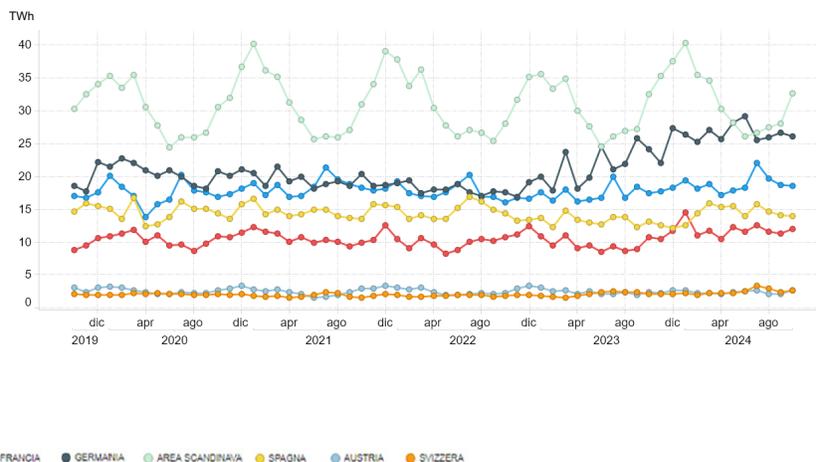
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti proseguono, come nei mesi precedenti, i rialzi generalizzati su base annua in Europa continentale, mentre sull'orizzonte

mensile i volumi crescono in Francia (12,0 TWh, +2%) e nell'Area scandinava (32,6 TWh, +12%) e si riducono in Italia (18,5 TWh, -4%), in Germania (26,1 TWh, -5%) e in Spagna (14,0 TWh, -5%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,54	-4%	5%
FRANCIA	11,98	2%	10%
GERMANIA	26,14	-5%	8%
AREA SCANDINAVA	32,61	12%	0%
SPAGNA	13,97	-5%	6%
AUSTRIA	2,76	22%	12%
SVIZZERA	2,63	3%	25%



* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

Fonte: LSEG Data & Analytics

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 ottobre, il prezzo medio risulta sostanzialmente stabile a 246,08 €/tep così come gli scambi, pari a circa 154,5 mila tep. Crescono, invece, sia i prezzi (+4%) che i volumi (+55%) sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2023 il prezzo medio si attesta a 0,42 €/MWh (-14%), inferiore alle quotazioni bilaterali

anch'esse in calo a 0,57 €/MWh (-84%). In flessione anche la quotazione media delle Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2024, pari a 0,59 €/MWh (-29%) sul MGO, mentre sulla PBGO il prezzo cresce a 1,61 €/MWh (+16%). Complessivamente gli scambi ammontano a 166 GWh sul mercato organizzato e a 632 GWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Ad ottobre il prezzo medio registrato sul MTEE rimane sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente a 246,08 €/tep (-0,1%). In crescita a 233,32 €/tep (+4%), invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale, che riduce lo spread con il corrispondente valore di mercato a 13 €/tep. La differenza tra i due riferimenti scende a 4 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 96% (+3 p.p. su settembre). In diminuzione al 49% (-24 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (244,00-246,50 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a ottobre, i titoli negoziati rimangono stabili a 154,6

mila tep sul MTEE (+0,2% su settembre), con la liquidità del mercato al 55% (-10 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di un incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale a 124 mila tep (+55%).

L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni medie stabili poco sopra i 246 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 77,3 mila tep.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 73.424.812 tep, in aumento di 101.708 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.215.876 tep, in aumento di 101.702 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,08	-0,1%	244,00	246,50	154.556	+0,2%	38,03	+0,1%	674	+114,6%	0,4%	+0,2 p.p.	3	-1
Bilaterali	233,32	+4,0%	0,00	250,00	124.073	+55,3%	28,95	+61,6%						
con prezzo >1	242,14	+1,1%	114,83	250,00	119.557	+59,9%	28,95	+61,6%						
Totale	240,40	+0,7%	0,00	250,00	278.629	+19,0%	66,98	+19,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

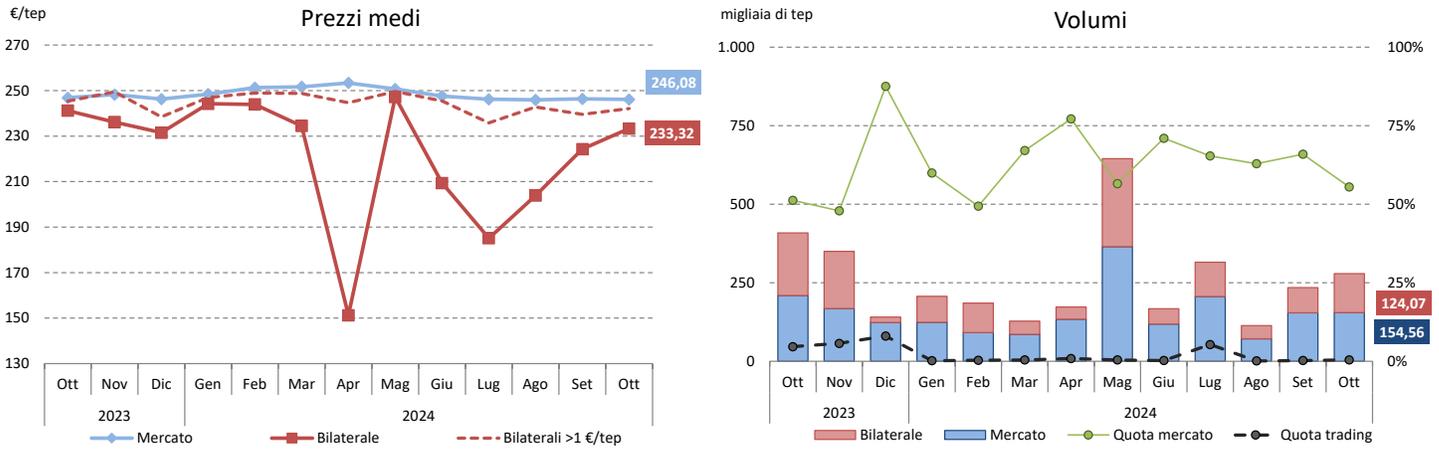


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

Fonte: dati GME

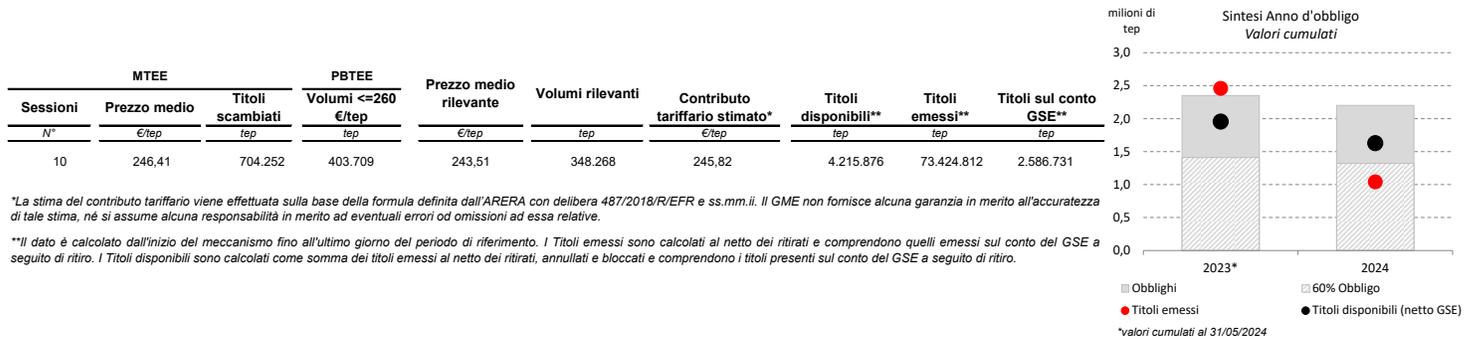
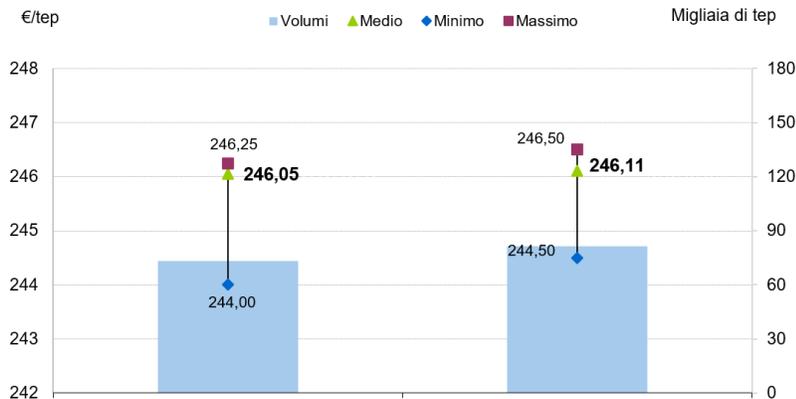


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

A ottobre sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2023, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,42 €/MWh (-14%); più intensa la flessione della quotazione media sulla piattaforma bilaterale a 0,57 €/MWh (-84%).

Sul MGO le quotazioni delle tre tipologie scambiate si collocano a 0,49/0,51 €/MWh, con l'eccezione della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile attestatasi a 0,10 €/MWh. Variano, invece, tra 0,11 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile e 1,56 €/MWh della tipologia Solare i prezzi

sulla PBGO. Con riferimento alle Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2024, i prezzi medi risultano pari a 0,59 €/MWh sul MGO e a 1,61 €/MWh sulla PBGO. Su quest'ultima piattaforma i prezzi delle diverse tipologie scambiate oscillano tra 0,57 €/MWh delle categorie Solare e Bio ed i 0,61 €/MWh di quella Idroelettrico.

A ottobre i volumi complessivamente negoziati sul MGO si portano a 165,5 GWh, di questi 100,5 GWh riferiti all'anno di produzione 2024 (61% del totale), mentre risultano pari a circa 632 GWh gli scambi bilaterali, con l'80% relativo all'anno 2024 (506,6 GWh).

Tabella 3: GO Anno di produzione 2023, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,42	-14,2%	0,10	0,56	65.048	+19,8%	27.089	+2,7%
Settore Elettrico	0,49	-6,7%	0,40	0,56	52.748	+7,0%	25.839	-0,1%
Settore Gas	0,10		0,10	0,12	12.300		1.250	
Bilaterali	0,57	-83,9%	0,00	6,00	125.555	-83,7%	70.993	-97,4%
Settore Elettrico	0,66	-82,0%	0,00	6,00	103.241	-86,0%	68.490	-97,5%
Settore Gas	0,11	-68,6%	0,00	0,15	22.314	-38,7%	2.504	-80,8%
con prezzo >0	0,59	-85,6%	0,15	6,00	119.827	-81,9%	70.993	-97,4%

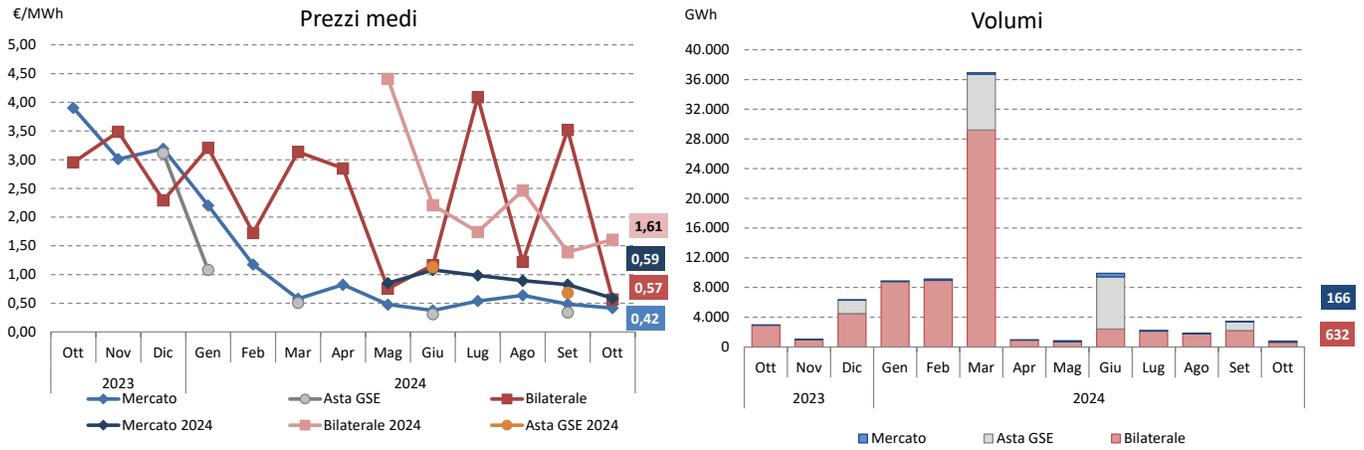
Tabella 4: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,59	-28,9%	0,50	1,00	100.490	+193,7%	58.986	+108,8%
Settore Elettrico	0,59	-28,9%	0,50	1,00	100.490	+193,7%	58.986	+108,8%
Settore Gas	-		-	-	-		-	
Bilaterali	1,61	+15,9%	0,00	7,16	506.567	-64,4%	815.190	-58,7%
Settore Elettrico	1,64	+18,2%	0,00	7,16	491.409	-65,4%	806.701	-59,1%
Settore Gas	1	-	1	1	15.158	-	8.488	-
con prezzo >0	1,66	+19,5%	0,04	7,16	490.896	-65,5%	815.190	-58,7%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Idroelettrico sul mercato (38%) e nella contrattazione bilaterale (49%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (42%). La struttura

degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024, invece, evidenzia una predominanza della tipologia Idroelettrico sul MGO (40%), della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (57%) e Solare nelle aste di assegnazione del GSE (45%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2023, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

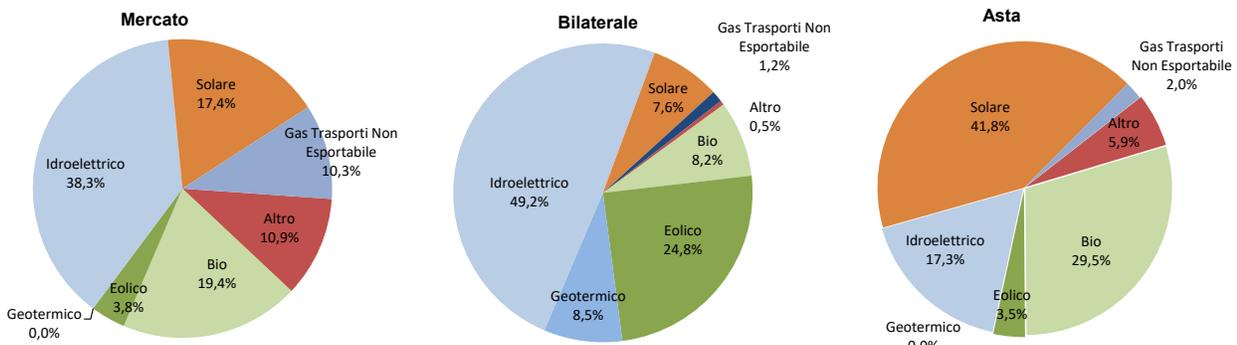
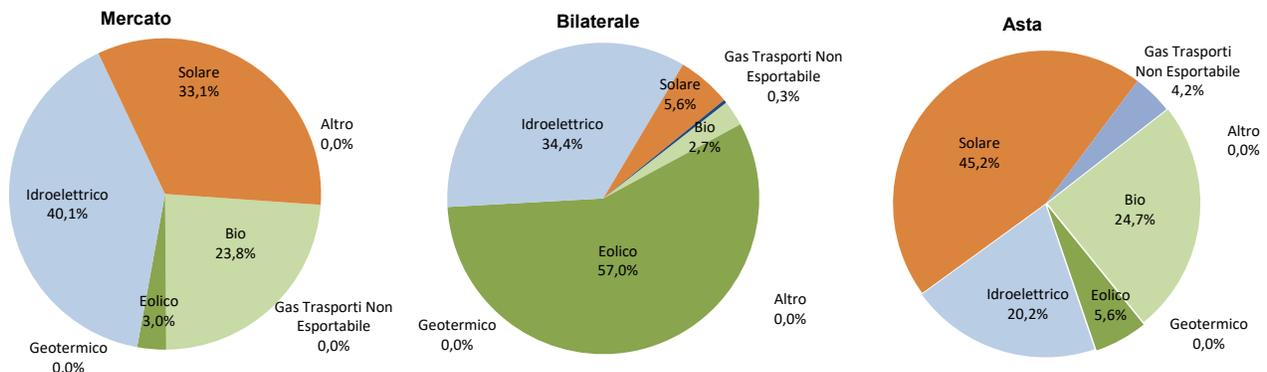


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



SFIDE E OPPORTUNITÀ DI COP29

Di Francesco Sassi - Rie

(continua dalla prima)

Le devastanti alluvioni nel Sud della Spagna, ma anche gli eventi drammatici susseguiti in Italia nelle scorse settimane, hanno riaperto il confronto politico su questi temi a diverse latitudini. Dal Summit BRICS tenutosi nella città russa di Kazan, lo stesso Segretario delle Nazioni Unite António Guterres ha tenuto a ricordare la natura necessariamente corale della risposta a questo problema. “Serve una comunità di nazioni,” ha affermato Guterres, in cui le stesse lavorino “come un’unica famiglia, per affrontare sfide globali²”. Assai complessa, se non impossibile, appare la risoluzione di questo rompicapo nel contesto attuale. Aspre critiche sono state rivolte verso il Segretario Generale dell’ONU per la partecipazione al Summit in territorio russo, anticipate da quelle seguite alle rimostranze di Guterres verso la condotta

di Israele a Gaza e in Libano. Segnali di un inasprimento, ormai sempre più evidente, delle posizioni politiche su diversi livelli di lettura. Al pari, il contesto di riferimento del quadro emissivo e dell’andamento della strategia di contrasto al cambiamento climatico dimostrano evidenti limiti. Ciò che sinora è stato deciso e le politiche adottate non sono, infatti, sufficienti. Nel 2023, in tutti i settori eccetto l’utilizzo di suolo, le emissioni di CO2 sono cresciute dell’1,6% su base annuale, attestandosi all’8,1% se comparate al 2015. Per riparametrare gli standard secondo l’Accordo di Parigi e limitare l’incremento della temperatura a 1,5°C, entro il 2030 dovremmo invertire la rotta, registrando un calo del 42% delle emissioni di CO2, incrementando successivamente le nostre ambizioni negli anni a venire³.

Tabella 1: Andamento quadro emissivo globale

Fonte: Elaborazione RIE su dati UNEP

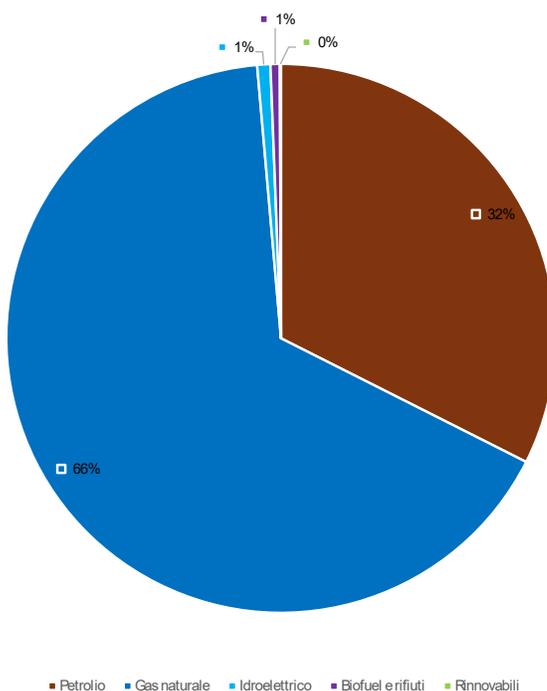
	Evoluzione 2022-2023	Evoluzione 2015-2023
Totale	+1,6%	+8,1%
Energia	+1,5%	+10,2%
Trasporto	+3,9%	+9,1%
Residenziale + Servizi	+0,1%	+6,8%
Agricoltura	-3,7%	+12,3%
Industria	+1,2%	+9,2%

Visti i presupposti, COP29 dovrà affrontare con realismo la crescente distanza che separa i risultati attesi della comunità internazionale rispetto quelli ottenuti in campo climatico e di transizione energetica. Febbraio 2025 incombe. Entro quella data, tutti i paesi firmatari dell’Accordo di Parigi dovranno sottoporre i piani aggiornati per una riduzione delle emissioni di gas serra, conosciuti anche come Nationally Determined Contributions (NDCs). La scadenza porrà logicamente un’accelerazione di alcune dinamiche correnti, anche quelle conflittuali. D’altronde, le politiche climatiche sinora adottate ci pongono su di un percorso che, al 2100, prevede un innalzamento delle temperature tra i 2,6 e 3,1°C⁴. La prospettiva è quindi quella di una crescita ben al di sopra della soglia concordata a Parigi nel 2015, con effetti ambientali e climatici difficilmente prevedibili. Da sottolineare vi è inoltre il fatto che COP29 è considerata come un punto intermedio nella Troika delle Presidenze COP. Esso si

traduce in uno sforzo collaborativo tra Emirati Arabi Uniti e Brasile, rispettivamente ospitanti COP28 e COP30, rivolto ad affrettare i progressi per limitare a 1,5°C l’innalzamento delle temperature. L’iniziativa punta anche ad allargare il parterre degli stakeholder presenti a COP29, a partire dalle compagnie energetiche, dal mondo corporate e finanziario, passando infine per Organizzazioni non-Governative (NGOs) e il cosiddetto Sud Globale⁵. Infine, va ricordato che il paese ospitante ha il potere di influenzare il dibattito della Conferenza. L’identità stessa dell’Azerbaijan come petrostato è stata dai più indicata come un vero problema ai fini di rafforzare le ambizioni di COP29⁶. Il mix energetico del paese, estremamente dipendente dalle fonti fossili e dal gas naturale in particolare (Grafico 1), e le moderate ambizioni in termini di transizione energetica sinora annunciate, non lasciano ben sperare coloro che vorrebbero una velocizzazione del processo di transizione a COP29.

Grafico 1: Mix energetico Azerbaijan

Fonte: Elaborazione di RIE su dati IEA



La finanza al centro di COP29

L'appellativo che meglio definisce il prossimo Summit climatico di Baku è certamente quello di "Finance COP". Posta come step intermedio tra Abu Dhabi e Manaus, COP29 sarà principalmente ricordata per la centralità della questione finanziaria e per una serie di decisioni di importanza pivotale che, in questo campo, dovranno sorreggere l'intera impalcatura della transizione energetica. In tal senso, queste decisioni avranno importanza soprattutto per il Sud Globale e per le economie in via di sviluppo. L'incapacità delle economie avanzate di arrivare ad un accordo con una maggioranza di paesi che richiedono ulteriore supporto economico per misure di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici potrebbe, senza giri di parole, decretare il fallimento di COP29.

La priorità che svetta su tutte è quella dei cosiddetti New Collective Quantified Goal (NCQG) che dovranno essere presentati entro febbraio 2025. L'annuncio da parte dei paesi in via di sviluppo di nuovi e ambiziosi piani in termini di transizione energetica e lotta al cambiamento climatico, la cui validità continuerà sino alla fine del decennio, è oggi legato strettamente alla disponibilità di sufficienti finanziamenti. Se nel 2009 erano stati promessi \$100 miliardi all'anno entro il 2020 da parte delle economie avanzate, questa soglia minima di finanziamenti è stata più volte mancata. In più, oggi un numero assai ampio di stati africani, di paesi arabi, insieme all'India, ritengono largamente insufficiente questo ammontare per il raggiungimento del traguardo Net-Zero⁷. Le richieste andrebbero, secondo questi paesi, riviste al rialzo di 10-13 volte, per una somma totale di circa \$1-1,3 trilioni di dollari annui. Secondo questi paesi, l'ammontare sarebbe

comunque al di sotto del "debito climatico" dovuto dal Nord Globale alle economie oggi in via di sviluppo. Secondo il World Resource Institute⁸, i negoziatori dei nuovi NCQG dovranno principalmente affrontare sette decisioni storiche e che potranno sollevare forti frizioni:

- Impostare nuovi target e ambiziosi obiettivi in termini di NCQG, tali da incontrare i bisogni finanziari dei paesi in via di sviluppo.
- Determinare quali paesi avranno la responsabilità di contribuire al nuovo obiettivo finanziario, un fattore che metterà in discussione la definizione di paesi in via di sviluppo di molti stati, inclusi ad esempio Cina e Singapore.
- Scegliere il nuovo periodo di riferimento degli NCQG, con termini che si proiettano nel futuro dai 5 ai 10-20 anni.
- Affrontare ogni pilastro dell'azione climatica, ovvero adattamento, mitigazione e l'annosa questione del Loss and Damage. Ognuna di queste tre voci avrà infatti un peso a sé nella determinazione degli impegni finanziari rivolti verso i paesi in via di sviluppo e non è chiaro se le perdite economiche e i danneggiamenti infrastrutturali e cronici provocati dal cambiamento climatico (Loss and Damage) debbano essere inclusi nella determinazione degli NCQG.
- Selezionare modalità precise con cui nuove risorse finanziarie verranno raccolte e il loro indirizzo, incluse quelle provenienti dai paesi in via di sviluppo, chiamati anch'essi a contribuire al rispetto dell'Articolo 2.1(c) dell'Accordo di Parigi, il quale specifica che ogni stato è chiamato a garantire "flussi finanziari coerenti con il percorso di riduzione delle emissioni di gas serra".

- f. Migliorare la qualità del finanziamento climatico, prevedendo condizioni migliorative rispetto quelle esistenti sul mercato, garantendo un'ampia accessibilità della finanza privata e pubblica a livello internazionale, salvaguardando la prevedibilità di obiettivi e tempistiche, assicurando l'effettivo legame tra finanziamenti e ricadute dall'impatto misurabile.
- g. Garantire la trasparenza dei processi che intendono vagliare i progressi fatti e che chiariscano le responsabilità nel caso in cui gli impegni non siano rispettati.

Baku sulla scia di COP28: rinnovabili, efficienza, stop agli idrocarburi

Sul solco tracciato da COP28, la Conferenza di Baku dovrà confermare, o meno, le tendenze sancite ad Abu Dhabi dai grandi della terra in tema di aumento della capacità di energie rinnovabili installate, incremento dell'efficienza energetica, e infine il rafforzamento di un modello energetico non più basato sulle fonti fossili, incastonato nell'ormai celebre "Transitioning away from fossil fuels in energy systems⁹". In verità, il comunicato finale di COP28 proiettava nel futuro ambizioni assai promettenti in termini di transizione, come un'accelerazione del phase-down del carbone nei sistemi energetici, il riconoscimento del ruolo dei cosiddetti "transitional fuels" o (carburanti di transizione) nel garantire sicurezza energetica, ma anche il phase out di sussidi inefficienti non in grado di affrontare questioni cruciali come povertà energetica e una "giusta transizione¹⁰". Come evidenziato in alcuni studi, il compromesso politico tra le parti e in particolare tra il Sud Globale, Cina e India su tutti,

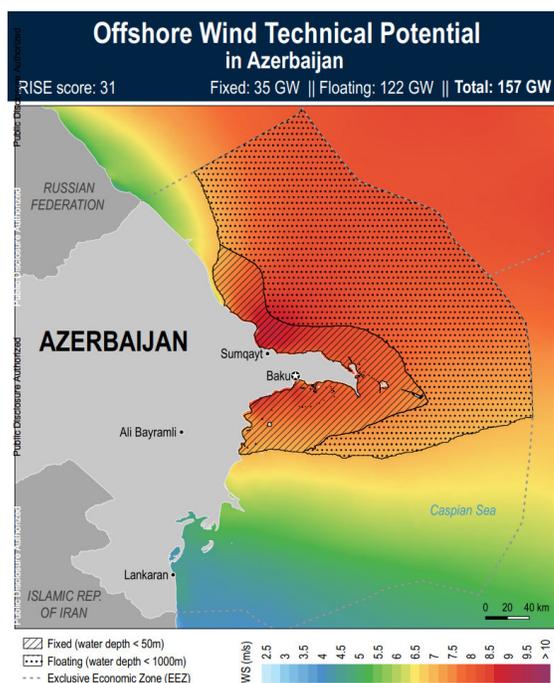
e le economie avanzate, laddove il riferimento è costante nel riconoscere il diritto dei primi a muoversi più lentamente dei secondi verso la transizione, al fine di non scardinare il proprio sviluppo economico, è comunque positivo ed indica una strada da perseguire negli anni a venire¹¹.

Come già discusso nel paragrafo precedente, il fatto che il paese organizzatore sia un importante produttore di idrocarburi potrà influenzare tali tendenze. Lo stesso Presidente azero Ilham Aliyev ha dichiaratamente esplicitato l'intenzione di continuare gli investimenti in petrolio e gas naturale, abbondanti risorse che sono state "donate da Dio¹²". Per lo stesso Capo di Stato, "ovviamente" Baku "difenderà il diritto di questi paesi a continuare gli investimenti e la produzione" di idrocarburi, visto che il mondo ne necessita in grandi volumi.

Grazie alla Conferenza, Baku mira a convincere nuovi partner internazionali ad investire importanti somme nel favorire la transizione energetica azera, basata su solare, idroelettrico ed eolico, quest'ultimo proveniente in larga parte dal Mar Caspio. Il governo ha lanciato negli ultimi anni una strategia che intende portare al 33% del mix elettrico totale la produzione da rinnovabili entro il 2030. Nel 2024 è stata siglata una partnership tra la Azerbaijan Renewable Energy Agency e WindEurope, la lobby industriale dell'eolico europeo, proprio in ottica di facilitare la realizzazione di nuovi parchi eolici onshore e offshore nel paese, condividendo expertise e norme regolatorie, nonché criteri e standard in termini di cybersicurezza, creazione di posti di lavoro, pianificazione della rete e delle zone marittime deputate alla costruzione degli impianti¹³.

Mappa 1: Potenziale produzione di energia eolica offshore in Azerbaijan

Fonte: Ceenergynews



Mappa 2: Black Sea Energy Corridor

Fonte: Rondeli Foundation



Il piano di collaborazione si inserisce anche nel più ampio quadro di partnership esistente tra due paesi dell'Unione Europea come Ungheria e Romania, lo stesso Azerbaijan e la Georgia. Il progetto denominato Black Sea Energy Corridor è stato oggetto della sigla di un Memorandum of Understanding tra i governi sopra citati e salutato dalla stessa Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen come una “nuova rotta per la trasmissione elettrica ricca di opportunità” sul finire del 2022¹⁴. Il progetto si basa sulla costruzione di un cavo sottomarino dalla lunghezza di poco meno di 1.200 km e dalla capacità di 1.000 MW che, posato sul fondale del Mar Nero, metta in connessione le potenzialità in termini di produzione elettrica dei paesi del Caucaso con quelli dell'UE. Secondo la Banca Mondiale, le potenzialità in termini di produzione eolica nell'offshore azero arrivano a 7.000 MW, mentre il governo ha promesso investimenti sino a 2 miliardi di dollari in nuove fonti rinnovabili per diminuire le emissioni di CO2 e ridurre i consumi di gas naturale per i bisogni della propria economia e popolazione¹⁵. Come molte altre infrastrutture che intendono

accelerare la transizione, migliorando l'efficienza energetica interna dei paesi, ma anche accrescendo l'interdipendenza e l'interscambio di elettroni verdi, diminuendo invece il consumo di idrocarburi, varie sono le sfide che dovranno essere vinte. Se la costruzione di un tale cavo potrebbe assicurare un approvvigionamento elettrico da fonti verdi, la complessità tecnica del progetto, lo scenario geopolitico dell'area, a poche decine di km dalle zone marittime russe e ucraine, e i costi sostanziali del progetto, stimati in 2,3 miliardi di euro, rappresentano un ostacolo di non poco conto. Non solo, dunque, il fattore geopolitico è da tenere in conto. Da considerare vi è anche la messa a terra di progetti che, sulla carta, dovrebbero essere supportati da investitori e governi. Ecco dunque che, oltre alla questione del richiamo ad accelerare la transizione lontana dalla dipendenza delle fonti fossili, l'implementazione fattiva del percorso di transizione sarà profondamente condizionata dalle strategie dei paesi partecipanti, oltre che dalle interdipendenze energetiche che, sperabilmente, porteranno nuovi investimenti proprio nella generazione di molecole verdi.

- ¹ UN, 'Climate crunch time is here,' new UN report warns, 24 ottobre, 2024;
- ² Guterres A., Secretary-General's remarks to the 16th BRICS Summit, 24 ottobre 2024;
- ³ UNEP, Emissions Gap Report 2024, 2024;
- ⁴ Ibid;
- ⁵ Hill A.C., Mahat P., COP29 Summit in Baku: What to Expect, Council on Foreign Relations, 31 ottobre, 2024;
- ⁶ Financial Times, COP29 and the greenwashing of Azerbaijan, 13 ottobre, 2024; Townend R. 02 COP29 and the 'Troika' – an opportunity and a risk for global climate governance, Chatham House, 22 ottobre, 2024;
- ⁷ UNFCCC, India's submission on the New Collective Quantified Goal (NCQG), 13 febbraio, 2024; Shalatek L., Decision for New Climate Finance Goal at COP29 Will Mark the Future of Climate Justice and Equity in the Multilateral Climate Regime, Heinrich-Böll-Stiftung, 15 ottobre, 2024;
- ⁸ Alayza N. et al., What Could the New Climate Finance Goal Look Like? 7 Elements Under Negotiation, World Resources Institute, 29 maggio, 2024;
- ⁹ First global stocktake, Draft decision -/CMA.5, Agenda Item 4, Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement;
- ¹⁰ Ibid;
- ¹¹ Henderson J., Ten key conclusions from COP28: a farewell to fossil fuels?, The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insights: 143, gennaio, 2024; Carbon Brief, COP28: Key outcomes agreed at the UN climate talks in Dubai, 13 dicembre, 2023;
- ¹² Bloomberg, COP29 Host Azerbaijan Says Its Fossil Fuel Is 'Gift From God', 26 aprile, 2024;
- ¹³ WindEurope, WindEurope and Azerbaijan join forces to accelerate wind energy, 4 marzo, 2024;
- ¹⁴ European Commission, Statement by President von der Leyen at the signing ceremony of the Memorandum of Understanding for the development of the Black Sea Energy submarine cable, 17 dicembre, 2022;
- ¹⁵ World Bank, New Roadmap to Help Unlock 7GW of Offshore Wind Potential in Azerbaijan by 2040, 3 giugno, 2022; Energynews, Azerbaijan invests 2 billion in renewable energies, 6 giugno, 2024;
- ¹⁶ Foresight, Geopolitics threatens Azerbaijan's green dream, 11 marzo, 2024; Gamkrelidze N., Can the Black Sea Energy Corridor Power Europe's Green Future?, Belfer Center for Science and International Affairs, 17 settembre, 2024.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 346 del 10 Ottobre 2024 | recante "Approvazione della disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità stoccaggio elettrico" | pubblicato l'11 ottobre 2024 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con il Decreto Ministeriale n.346 del 10 ottobre 2024, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha approvato - ai sensi dell'articolo 18, comma 6, del D.lgs 8 novembre 2021, n. 210 (nel seguito: D.lgs n.210/2021) - la Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di nuova capacità di stoccaggio elettrico (i.e. Disciplina MACSE), trasmessa da TERNA in data 2 agosto u.s..

In particolare, con il Decreto in oggetto, il MASE - nel ritenere la proposta trasmessa da TERNA coerente con i criteri e le condizioni definite dall'ARERA nella Deliberazione 247/2023/R/EEL¹, nonché con quanto stabilito in materia dalla Decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2023 - ha approvato la Disciplina MACSE limitatamente all'avvio delle aste per l'approvvigionamento a termine di nuova capacità relativa alle "batterie a ioni di litio"² e richiesto a TERNA di presentare, entro il 31 marzo p.v., una proposta integrativa di tale Disciplina volta a ricomprendere nel meccanismo anche le capacità di stoccaggio relativa agli "accumuli idroelettrici".

Il suddetto meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio, introdotto in attuazione dell'Art.18 del D.lgs n.210/2021, risponde all'esigenza di massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nonché di favorire l'integrazione di tali risorse nell'ambito dei mercati dell'energia e dei servizi ancillari, al fine di assicurare al sistema maggiori risorse di flessibilità.

Nel medesimo Decreto è altresì previsto che, al fine di valutare il funzionamento del sopra descritto meccanismo, il MASE dovrà individuare un soggetto valutatore - funzionalmente indipendente e dotato di significativa esperienza nell'analisi economico/quantitativa con riferimento ai settori dell'energia e dell'ambiente - cui affidare tale attività di analisi; il soggetto individuato dovrà presentare al MASE un piano di valutazione di dettaglio, con una prima relazione intermedia, entro il 31 dicembre 2025, e una relazione di valutazione finale, entro il 31 marzo 2032. Le modalità di copertura dei costi correlati allo svolgimento delle attività da parte del soggetto valutatore saranno disciplinate da ARERA con apposito provvedimento.

Deliberazione 8 ottobre 2024 401/2024/R/EEL | "Avvio di un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine nel periodo 2023-2024" | pubblicata 9 ottobre 2024 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione n.401/2024/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha avviato un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta, con consegna a breve termine, nel periodo 2023 - 2024. Sulla base di tali esiti, l'ARERA dovrà valutare le possibili linee di intervento in termini di ulteriori misure di carattere regolatorio, di enforcement e/o di proposta normativa, nonché di possibile segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) di eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza. Al riguardo, con la delibera in oggetto, l'ARERA ha previsto di chiudere l'istruttoria entro il 30 giugno 2025, prevedendo la pubblicazione di un rapporto di indagine:

- entro il 31 marzo 2025, per la valutazione degli esiti del mercato del giorno prima e delle sessioni ad asta del mercato infragiornaliero;
- entro il 30 giugno 2025, per la valutazione degli esiti del mercato (dell'energia) di bilanciamento, tenendo debitamente conto anche dei risultati degli approfondimenti in corso ai sensi della deliberazione 60/2024/R/eel³.

L'ARERA si è altresì riservata di valutare successivamente, anche in esito ai risultati conseguiti entro le tempistiche sopraindicate, l'estensione dell'indagine anche con riferimento agli esiti dei mercati di ridispacciamento.

Comunicato del GME | "Attuazione delle disposizioni di cui al TIDE: avvio prove in bianco" | pubblicato in data 14 ottobre 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato di cui in oggetto, il GME, facendo seguito al precedente comunicato del 1° agosto u.s.⁴, ha reso noto il cronoprogramma delle sessioni di prove in bianco che consentiranno agli operatori, nonché al GME e TERNA, di testare le nuove funzionalità introdotte sul mercato elettrico e sulla piattaforma dei conti energia per dare attuazione al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, adottato da ARERA con Deliberazione 345/2023/R/eel e ss. mm. ii. (nel seguito: TIDE).

Nello specifico, le attività di test si svolgeranno nel periodo dal 22 ottobre al 20 dicembre p.v.; il programma di dettaglio delle attività sarà comunicato dal GME, con cadenza settimanale, mediante avviso sulle piattaforme di prova coinvolte, di seguito elencate: PCE, IPEX, XBID_PN.

Al fine di supportare gli operatori nello svolgimento delle prove in bianco, con tale comunicato, il GME ha altresì pubblicato, a mero scopo conoscitivo e nelle more della relativa approvazione, i testi della Disciplina del Mercato Elettrico e del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine,

nonché le Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) ME e PCE, aggiornate ai sensi del TIDE.

Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 11 del 30 Ottobre 2024 | “Approvazione delle Regole Operative del GSE ai sensi dell'articolo 8, commi 1 e 2 del Decreto dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 23 luglio 2024 n. 268” | pubblicato il 30 ottobre 2024 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con Decreto Ministeriale n. 11 del 30 ottobre 2024, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (nel seguito: MASE) ha approvato, ai sensi dell'articolo 8, commi 1 e 2, del Decreto del MASE del 23 luglio 2024 n. 268, le regole operative al Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE) relative al meccanismo di sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore (c.d. “Energy Release”).

Il suddetto meccanismo - introdotto dall'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n.11 - risponde all'esigenza di promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori. In particolare, il meccanismo dell'Energy Release è rivolto alle imprese

iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica (i.e., clienti finali energivori) istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) che si impegnano a realizzare nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili tramite la realizzazione ovvero il potenziamento o il rifacimento di impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici.

Tali imprese energivore hanno la facoltà di richiedere al GSE l'anticipazione, per un periodo pari a 36 mesi, di una quota parte della quantità di energia elettrica rinnovabile che l'impianto produrrà in futuro e delle relative garanzie d'origine, mediante stipula di contratti per differenza a due vie, ad un prezzo di cessione definito dal GSE da restituire nell'arco temporale di 20 anni a decorrere dalla effettiva entrata in esercizio dell'impianto. Tale energia elettrica, oggetto di anticipazione, sarà resa disponibile sul mercato elettrico da parte del GSE.

Le regole operative del GSE relative al meccanismo dell'Energy Release disciplinano, inter alia, le modalità per la presentazione delle manifestazioni di interesse al bando, la procedura di assegnazione dell'energia elettrica a titolo di anticipazione, i contratti di anticipazione e di restituzione da stipulare con l'impresa energivora nonché il sistema di garanzie richieste ai clienti finali energivori.

¹ Cfr. Newsletter n.172 - luglio 2023;

² Ai sensi del Decreto, tali aste ricomprenderanno anche le tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie agli ioni di litio e dagli accumuli idroelettrici;

³ La deliberazione 60/2024/R/eel ha concluso l'istruttoria, avviata dall'ARERA con Deliberazione 475/2023/R/eel, per approfondire le cause sulle anomalie riscontrate nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito dell'avvio della partecipazione del sistema italiano alla piattaforma europea PICASSO ed individuare possibili soluzioni in merito;

⁴ cfr. Newsletter n.184 agosto 2024.

Gli appuntamenti

18 novembre

AIEE Energy Symposium – Current and future challenges to energy security

Padova, Italia

Organizzato da AIEE

<https://www.elettricitafutura.it>

18 novembre

Raw Materials fore the Energy Transition

Milano, Italia

Organizzato da Fondazione Mattei

<https://www.feem.it>

18-20 novembre

The Southeast Europe Energy Conference

Mavrovo, Macedonia del Nord

Organizzato da International Organization for Substations Digital Development

<https://powertalk-energy.org>

19 novembre

Utility Day

Milano, Italia

Organizzato da iKN

<https://ikn.it/utility-day>

19 novembre

Intermobility Future Ways

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

20-22 novembre

Assemblea ANCI 2024 – Facciamo l'Italia, giorno per giorno

Torino, Italia

Organizzato da ANCI

<https://www.ancicomunicare.it>

21-22 novembre

International Conference on Energy and Green Computing

Evento online e in presenza

Meknès, Marocco

Organizzato da Icegc

<https://www.iraset.org/icegc2024>

22-24 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Icrec

<http://www.icrec.org>

25-27 novembre

Simposio internazionale sull'energia da Biomasse e Rifiuti

Venezia

Organizzato da Iwwg

<https://www.venicesymposium.it>

27 novembre

Quarta conferenza nazionale delle comunità energetiche

Roma, Italia

Organizzato da Ifec

<https://www.elettricitafutura.it>

27-28 novembre

Forum QualEnergia?

Roma, Italia

Organizzato da Nuova Ecologia, Legambiente, Kyoto Club

<https://forumqualenergia.it>

27-28 novembre

ACCADUEO

Bari, Italia

Organizzato da Fiera del Levante

<https://www.accadueo.com/it>

27-29 novembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Evento online e in presenza

Vienna, Austria

Organizzato da WSE

<https://www.wseeconf.org>

28 novembre

Current and future challenges to energy security

Padova, Italia

Organizzato da AIEE

<https://www.elettricitafutura.it>

2-3 dicembre

Forum Italia Solare

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

2-4 dicembre

International Conference on Electronic Engineering and Signal Processing

Derby, Regno Unito

Organizzato da University of Derby e The British University in

Egypt

<http://www.eesp.net>

4 dicembre

European Energy Efficiency Day

Bruxelles, Belgio

Organizzato da European Alliance to Save Energy

<https://www.energyefficiencyday.eu>

4-5 dicembre

Energy Transition North America

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnnt.com/2555555-0?pid=80>

4-5 dicembre

Hydrogen North America

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnnt.com/2555533-0?pid=80>

9-12 dicembre

Advanced Automotive Battery Conference

Las Vegas, Nv, Usa

Organizzato da Chi

<https://cii.dryfta.com/eid/331/pid/47>

11 dicembre

Italian Innovation Summit

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Il Sole 24 Ore

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/italian-innovation-summit>

5-7 marzo

KEY 2025 – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.key-expo.com/>



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.