

APPROFONDIMENTI

IL MERCATO EUROPEO DEL GAS NELL'INVERNO '24/'25

di Gian Paolo Repetto - RIE

Il 2024 si è chiuso con la conferma dell'interruzione definitiva dal 1° gennaio 2025 del transito attraverso l'Ucraina del residuo gas russo e con prezzi all'ingrosso prossimi ai 50 €/MWh, che confermano e accentuano il progressivo trend di rialzo degli ultimi mesi, raddoppiando i minimi dell'anno toccati in febbraio. Nel pieno della stagione invernale '24/'25, il mercato gas europeo mostra dunque un equilibrio ancora fragile, riflesso nel livello e nella volatilità delle quotazioni, che, nel contesto di un mercato globale del gas sempre più interconnesso, risentono della crescita ancora insufficiente dell'offerta di GNL, delle tensioni geopolitiche, di una crescente finanziarizzazione del trading, di un livello delle scorte abbastanza rassicurante ma inferiore all'inverno scorso. L'articolo ripercorre in sintesi le dinamiche che hanno caratterizzato il quadro europeo nel 2024 e che hanno condotto alla situazione attuale, evidenziandone i fattori chiave, i rapporti domanda/offerta e l'andamento dei prezzi, per finire con considerazioni sugli aspetti principali che potranno

maggiormente impattare sui mercati nei prossimi mesi.

La domanda europea di gas e il ruolo delle centrali termoelettriche

A fronte di una domanda mondiale di gas che nel 2024 è stimata in crescita del 2,5% circa (+100 mld mc) per un nuovo picco storico di 4.200 mld mc¹ e con una richiesta incrementale coperta per il 45% dall'area asiatica del Pacifico, i consumi europei per i primi tre trimestri dell'anno sono rimasti sempre su livelli inferiori ai corrispondenti periodi del 2023, registrando una crescita solo negli ultimi mesi guidata dal settore elettrico e residenziale per ragioni metereologiche; mentre i consumi industriali hanno fatto rilevare in media annua solo un lieve aumento. Quindi, se fino al termine di ottobre, UE 27 + UK segnavano una diminuzione annua del 2%, è probabile che il 2024 si sia chiuso con un recupero tale da portare i consumi sui livelli dello scorso anno o lievemente superiori, ma sempre abbondantemente al di sotto quelli pre-crisi del 2021².

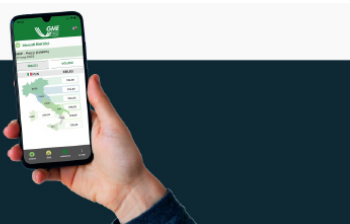
continua a pagina 28

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the
Google Play

Download on the
App Store




Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2024

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI
*Il mercato europeo del gas
nell'inverno '24/'25*
Di Gian Paolo Repetto - RIE
NOVITA' NORMATIVE

pagina 33

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2024 il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (PUN Index GME) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) scende a 108,52 €/MWh, seguendo una tendenza comune a tutte le principali borse europee. Tale variazione si registra in corrispondenza di un calo del prezzo del gas e di un aumento delle vendite FER. I volumi del mercato mostrano una lieve crescita a 283,9 TWh (+1,9%), mentre la liquidità sale al massimo storico di 79,9%. Risultano in calo anche tutti i prezzi di vendita (106/112 €/MWh). I volumi scambiati nel Mercato Infragiornaliero (MI)

si portano al massimo storico, pari a 35,4 TWh. Tale crescita è concentrata sul XBID (11,5 TWh, +4,7 TWh), anch'esso al livello più alto mai osservato e sul quale si registrano quasi 5,8 milioni di abbinamenti, e in misura più lieve sui mercati in asta (23,9 TWh, +1,6 TWh). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), dove sono stati registrati volumi per 85 GWh a fini di clearing, il prodotto annuale baseload relativo all'anno 2025 chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 124,43 €/MWh. Infine, appaiono ancora in calo le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

PUN Index GME

Nel 2024 il PUN Index GME cala a 108,52 €/MWh (-18,71 €/MWh), dinamica comune anche alle altre principali borse elettriche europee e guidata soprattutto dalla flessione dei principali riferimenti di prezzo del gas (PSV: 36,59 €/MWh, -6,46 €/MWh sul 2023; IGI: 36,36 €/MWh). Sebbene in complessivo calo su base annuale, il prezzo italiano mostra un andamento progressivamente rialzista nel corso dei mesi, toccando, in linea con l'evoluzione del prezzo del gas, il suo minimo di 86,80 €/MWh nel mese di aprile (IGI: 30,62 €/MWh) e il suo massimo di 135,06 €/MWh a dicembre (IGI:

47,65 €/MWh). Sostengono la flessione annua del PUN Index GME volumi rinnovabili sui valori più alti mai osservati, in un contesto altresì connotato da acquisti in lieve crescita (283,9 TWh, +1,9%) e importazioni nette sostanzialmente stabili. La flessione del PUN Index GME è riscontrabile in tutti i gruppi di ore, con il prezzo di picco in calo a 116,43 €/MWh e un rapporto picco/baseload al minimo storico di 1,07. In ultimo, si registra un minimo orario di 0,10 €/MWh domenica 7 aprile e un massimo di 275,12 €/MWh nella giornata di mercoledì 11 dicembre (Grafico 1 e Tabella 1).

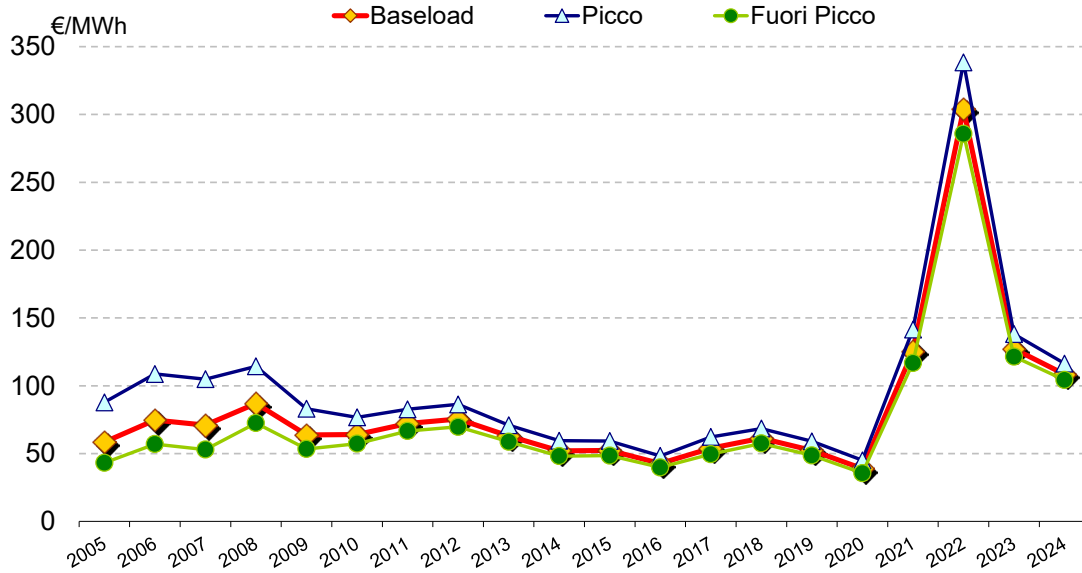
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2024	2023	Var vs 2023		Borsa		Sistema Italia		2024	2023
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2023	MWh	Var vs 2023		
Baseload	108,52	127,24	-18,71	-14,7%	25.820	7,8%	32.324	1,9%	79,9%	75,5%
Picco	116,43	138,16	-21,73	-15,7%	31.121	7,9%	38.851	1,2%	80,1%	75,1%
Fuori picco	104,32	121,55	-17,22	-14,2%	23.003	7,4%	28.855	2,1%	79,7%	75,8%

Grafico 1: MGP, PUN Index GME

Fonte: GME



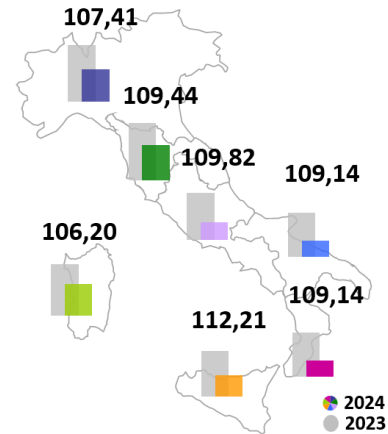
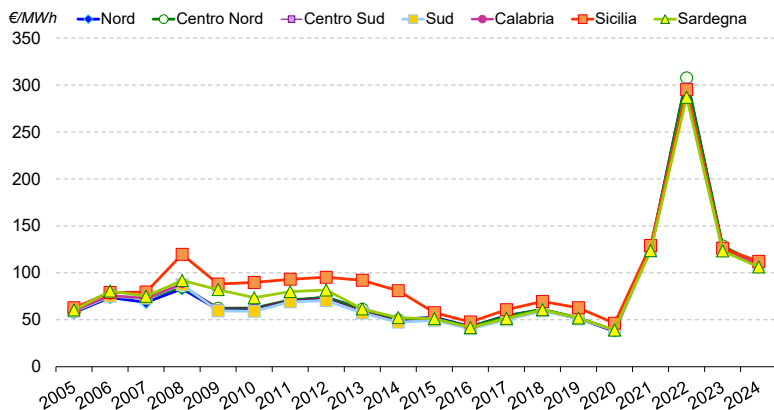
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, favorito anche da elevati volumi idrici, il prezzo del Nord torna inferiore a quello delle altre zone (tra -5/-2 €/MWh), con l'unica eccezione della Sardegna (+1 €/MWh). I prezzi di vendita, in concomitanza anche di limitazioni sul transito CALA-SICI, risultano tutti in calo, attestandosi sulla

penisola e in Sardegna a 106/110 €/MWh (-20/-16 €/MWh), e toccano un massimo in Sicilia di 112 €/MWh (-14 €/MWh). Con riferimento ai prezzi minimi orari osservati sul mercato, si registrano prezzi di 0 €/MWh o prossimi a esso in tutte le zone in diversi giorni dell'anno (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

I volumi di energia elettrica scambiati sul MGP nel 2024 salgono leggermente a 283,9 TWh (+1,9% in media oraria sul 2023). La liquidità del mercato sale al massimo storico, pari al 79,9% (+4,4 p.p.) per effetto di una crescita della

componente di borsa (226,8 TWh, +7,8%) e di una nuova flessione delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (57,1 TWh, -16,3%), al loro minimo storico (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	226.803.039	7,8%	79,9%
Operatori	144.486.460	11,1%	50,9%
GSE	26.454.499	7,6%	9,3%
Zone estere	55.862.079	0,1%	19,7%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
Contratti bilaterali	57.128.021	-16,3%	20,1%
Zone estere	1.501.895	638,5%	0,5%
Zone nazionali	55.626.126	-18,3%	19,6%
Saldo programmi PCE	0		
VOLUMI VENDUTI	283.931.060	1,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	234.558.346	12,7%	
OFFERTA TOTALE	518.489.406	6,5%	

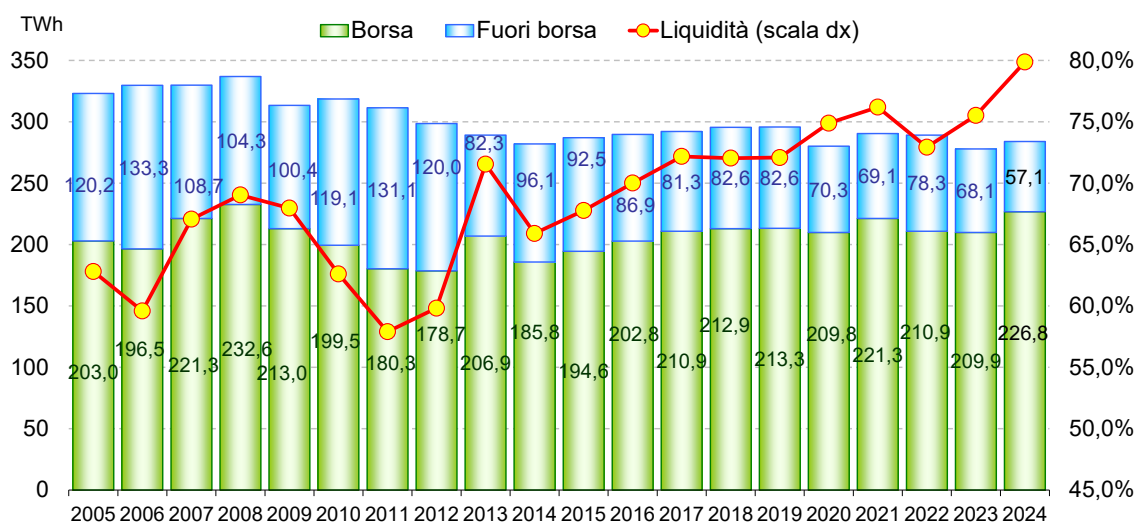
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	226.803.039	7,8%	79,9%
Acquirente Unico	12.340.568	-32,1%	4,3%
Altri operatori	175.432.896	10,1%	61,8%
Pompaggi	697.163	301,0%	0,2%
Zone estere	5.365.899	40,4%	1,9%
Saldo programmi PCE	32.966.512	13,9%	11,6%
Contratti bilaterali	57.128.021	-16,3%	20,1%
Zone estere	5.849	186,6%	0,0%
Zone nazionali AU	316.656	70,1%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	89.772.028	-7,4%	31,6%
Saldo programmi PCE	-32.966.512		
VOLUMI ACQUISTATI	283.931.060	1,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	11.531.170	11,9%	
DOMANDA TOTALE	295.462.230	2,2%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Sul lato della domanda, si registra una crescita sia degli acquisti nazionali, a 278,6 TWh (+1,3%), sia degli acquisti esteri (esportazioni), a 5,4 TWh (+40,5%), in particolar modo nella seconda metà dell'anno. Sul lato dell'offerta, aumentano

le vendite nazionali, a 226,6 TWh (+1,7%), incremento concentrato in particolare al Nord e al Centro Sud. Crescono anche le vendite estere (importazioni) al livello più alto mai osservato, pari a 57,4 TWh (+2,5%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	236.034.548	26.871	+9,2%	119.825.409	13.641	+7,0%	156.641.365	17.833	+1,3%
Centro Nord	18.449.651	2.100	+3,9%	14.848.068	1.690	-0,5%	23.904.583	2.721	+0,4%
Centro Sud	75.793.584	8.629	+14,0%	27.283.863	3.106	+7,9%	49.923.107	5.683	+2,4%
Sud	57.534.279	6.550	-3,0%	27.687.954	3.152	-11,0%	17.789.986	2.025	+0,6%
Calabria	27.579.530	3.140	+1,8%	12.286.514	1.399	-6,9%	5.533.636	630	+2,6%
Sicilia	29.490.697	3.357	+3,8%	12.741.928	1.451	-12,4%	16.574.293	1.887	+0,2%
Sardegna	15.514.468	1.766	+4,0%	11.893.342	1.354	+2,0%	8.192.341	933	+0,4%
Totale nazionale	460.396.757	52.413	+7,1%	226.567.078	25.793	+1,7%	278.559.312	31.712	+1,3%
Estero	58.092.649	6.613	+2,4%	57.363.975	6.531	+2,5%	5.371.748	612	+40,5%
Sistema Italia	518.489.406	59.027	+6,5%	283.931.060	32.324	+1,9%	283.931.060	32.324	+1,9%

LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali è guidata da un significativo incremento dei volumi rinnovabili a 12,4 GWh medi (+1,7 GWh medi sul 2023), con la conseguente crescita della loro quota sui livelli più alti mai osservati e appena al di sotto del 50%. A trainare la crescita sono in particolar modo le vendite idriche, attestatesi al massimo storico di 6,3 GWh (+1,5 GWh), con picchi in primavera e nei mesi estivi fino a 9,2 GWh. L'incremento è concentrato al Nord con 4,7 GWh (+1,5 GWh) ed è affiancato anche da un incremento del

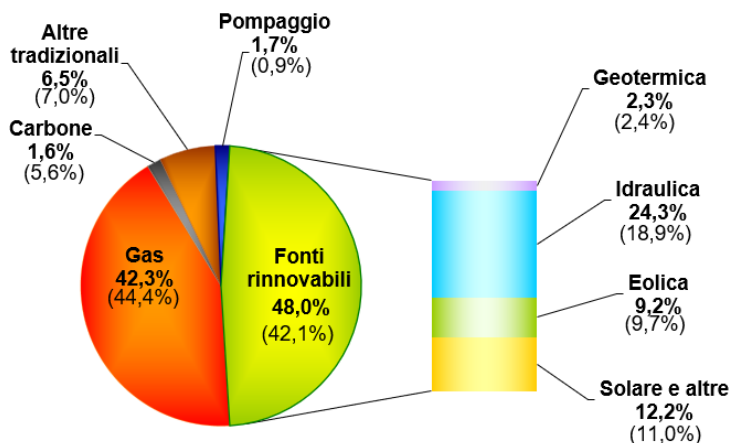
solare a 3,1 GWh (+0,4 GWh), ai massimi dal 2015 e in diffusa crescita in tutte le zone. Sebbene in calo, l'eolico si mantiene sui livelli medi registrati durante gli anni precedenti, per volumi pari a 2,4 GWh (-0,1 GWh). La crescita delle FER concorre a favorire una contrazione delle vendite termiche a 13,0 GWh medi (-1,5 GWh), il minimo storico, con i volumi dei cicli combinati al livello più basso dal 2016, pari a 10,7 GWh (-0,4 GWh) e la quota di carbone ormai residuale a 0,4 GWh (-1,0 GWh) (Tabella 5, Grafici 4-5).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

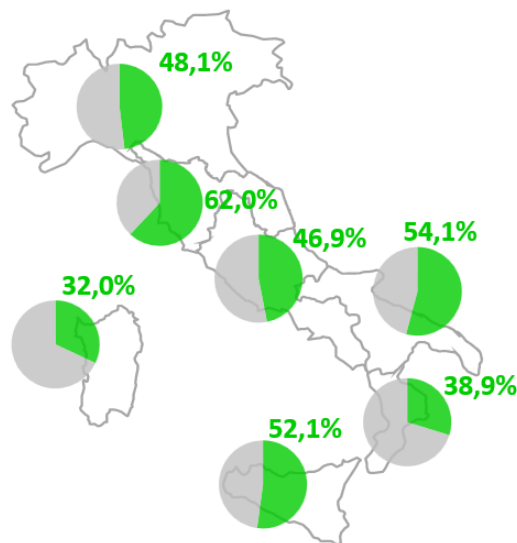
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.693	-12,5%	642	-0,7%	1.611	+16,3%	1.445	-18,0%	982	-9,7%	693	-31,3%	918	+0,4%	12.984	-10,2%
Gas	5.818	-10,8%	586	+0,5%	1.333	+78,8%	1.210	+8,9%	858	-14,4%	623	-26,6%	470	+6,0%	10.898	-3,2%
Carbone	0	-100,0%	-	-	42	-89,6%	0	-100,0%	-	-	-	-	377	-6,1%	418	-70,5%
Altre	875	-3,4%	56	-11,6%	236	-1,1%	235	-9,0%	124	+45,7%	70	-56,0%	71	+2,7%	1.668	-6,3%
Fonti rinnovabili	6.562	+33,9%	1.048	-0,4%	1.458	-0,3%	1.707	-4,1%	416	+0,5%	756	+17,7%	433	+5,5%	12.381	+16,1%
Idraulica	4.722	+46,8%	210	+2,9%	563	-9,1%	431	-0,6%	110	-	156	+6,1%	67	-10,1%	6.259	+30,3%
Geotermica	-	-	599	-2,0%	-	-	0	-	-	-100,0%	-	-	-	-	599	-2,0%
Eolica	28	+15,8%	24	-11,8%	471	-3,9%	986	-7,8%	238	-2,3%	417	+12,2%	209	-7,5%	2.374	-3,2%
Solare e altre	1.812	+9,1%	215	+2,5%	424	+20,0%	290	+4,8%	68	+6,4%	182	+48,0%	157	+42,7%	3.148	+12,6%
Pompaggio	386	+91,4%	-	-	37	+24,6%	0,06	-	-	-	1	-67,7%	3	+23,8%	428	+79,5%
Totale	13.641	+7,0%	1.690	-0,5%	3.106	+7,9%	3.152	-11,0%	1.399	-6,9%	1.451	-12,4%	1.354	+2,0%	25.793	+1,7%

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



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Nel 2024 il saldo con l'estero risulta sostanzialmente stabile e su livelli elevati (52,7 TWh). Sulle frontiere settentrionali in coupling, crescono le importazioni nette da Francia e Austria, favorite da un allargamento delle NTC, mentre risultano in calo sulla frontiera slovena. Su quest'ultima si osserva anche un aumento dei flussi in export, in virtù di un prezzo nazionale più frequentemente superiore al riferimento del Nord. Sulla frontiera svizzera, una crescita del livello di esportazioni e un significativo

restringimento dell'interconnessione in import (-1,1 GWh medi) concorrono a favorire un calo del livello di importazioni nette. Sulla frontiera meridionale, scende l'import netto dal Montenegro, mentre sale quello sulla frontiera ellenica, in uno scenario connotato da frequenti inibizioni delle rispettive interconnessioni, in particolare nei primi giorni di settembre in Montenegro e per la quasi totalità del mese di giugno in Grecia (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	22.412.628 (20.345.730)	98,3% (96,9%)	1,2% (2,5%)	0,5% (0,7%)	83,2% (73,3%)	0,0% (0,7%)	2.766 (2.675)	22.487.073 (20.489.915)	22.458.244 (20.488.715)	1.849 (1.229)	74.445 (144.185)	74.445 (144.185)
Italia - Svizzera	22.053.142 (23.061.223)	96,2% (99,4%)	2,7% (0,4%)	1,1% (0,2%)	- (-)	- (-)	3.045 (4.174)	22.739.409 (23.467.121)	n/a (n/a)	3.131 (3.509)	686.267 (405.897)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	2.600.734 (1.458.453)	83,6% (74,8%)	14,7% (10,4%)	1,7% (14,7%)	78,3% (81,6%)	13,2% (10,8%)	391 (213)	2.796.370 (1.549.934)	2.796.370 (1.549.934)	166 (85)	195.636 (91.481)	195.636 (91.481)
Italia - Slovenia*	1.843.708 (3.345.792)	68,5% (80,7%)	27,0% (14,6%)	4,4% (4,7%)	59,4% (71,1%)	17,9% (8,5%)	517 (-)	3.062.845 (3.974.435)	3.062.845 (3.974.435)	632 (-)	1.219.137 (628.644)	1.219.137 (628.644)
Italia - Montenegro	2.807.192 (4.172.374)	76,9% (93,2%)	18,6% (3,7%)	4,5% (3,2%)	12,3% (30,7%)	- (-)	560 (676)	3.656.308 (4.536.528)	n/a (n/a)	684 (717)	849.115 (364.154)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	1.933.529 (940.024)	66,0% (50,4%)	20,9% (27,1%)	13,0% (22,4%)	- (-)	13,0% (-)	500 (413)	2.621.886 (1.802.207)	2.621.886 (1.802.207)	500 (414)	688.357 (862.183)	688.357 (862.183)
Italia - Malta	-958.572 (-586.400)	0,0% (4,0%)	93,1% (77,4%)	6,9% (18,6%)	- (-)	3,6% (3,3%)	223 (217)	83 (13.231)	n/a (n/a)	223 (217)	958.655 (599.631)	n/a (n/a)
TOTALE**	52.692.362 (52.737.197)							57.363.974 (55.833.371)	30.939.345 (27.815.291)		4.671.612 (3.096.174)	2.177.575 (1.726.492)

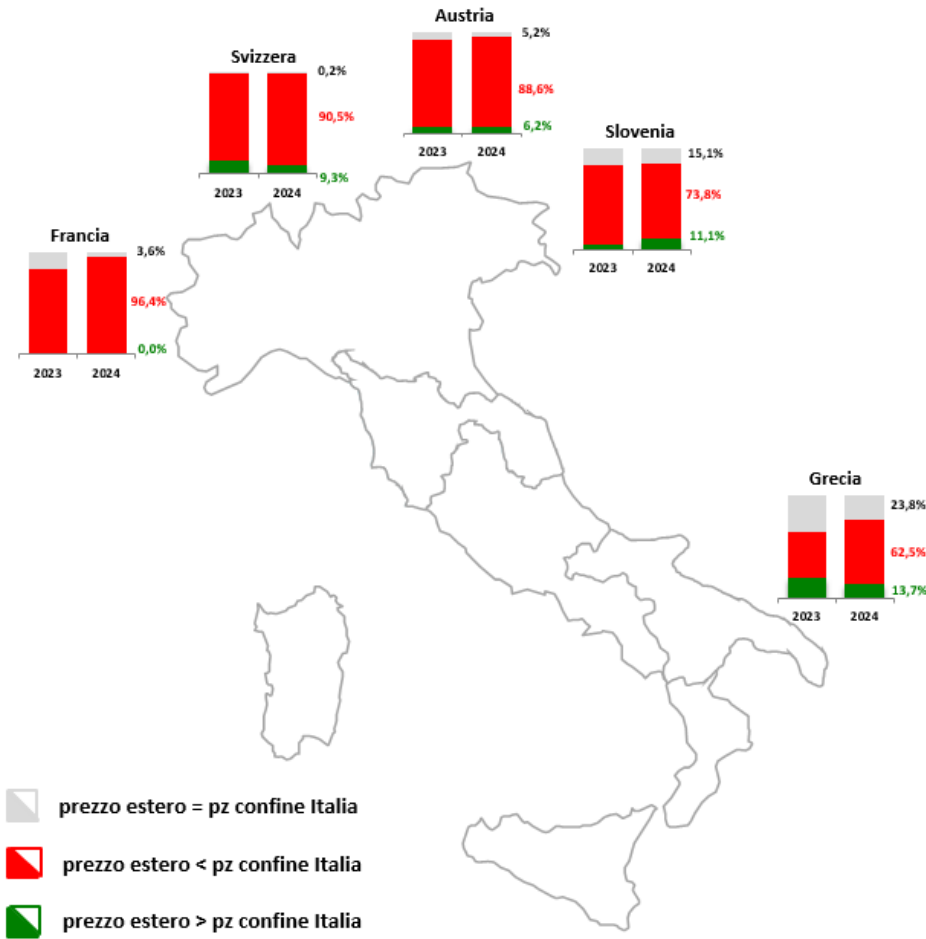
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 complessivamente scambiati sul MI si portano al massimo storico di 35,4 TWh (+6,3 TWh sul 2023). Tale crescita appare concentrata nella seconda metà dell'anno (+5% sui mercati in asta), in cui si segnala anche l'avvio delle Intraday Auctions (IDAs), finalizzate ad accrescere l'integrazione dei mercati elettrici europei sull'orizzonte infragiornaliero. La quota maggiore degli scambi rimane concentrata sui mercati in asta (23,9 TWh, +1,6 TWh), ma è XBID, attestatosi al livello più alto mai osservato, a guidare ancora l'incremento dei volumi (11,5 TWh, +4,7 TWh). Sul mercato a negoziazione continua si registrano quasi 5,8 milioni di abbinamenti, sempre concentrati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con la quota di scambi con l'estero in calo al 35% e la quota di scambi all'interno della stessa zona nazionale e tra zone nazionali diverse in aumento rispettivamente al 14% e al 51% (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7,

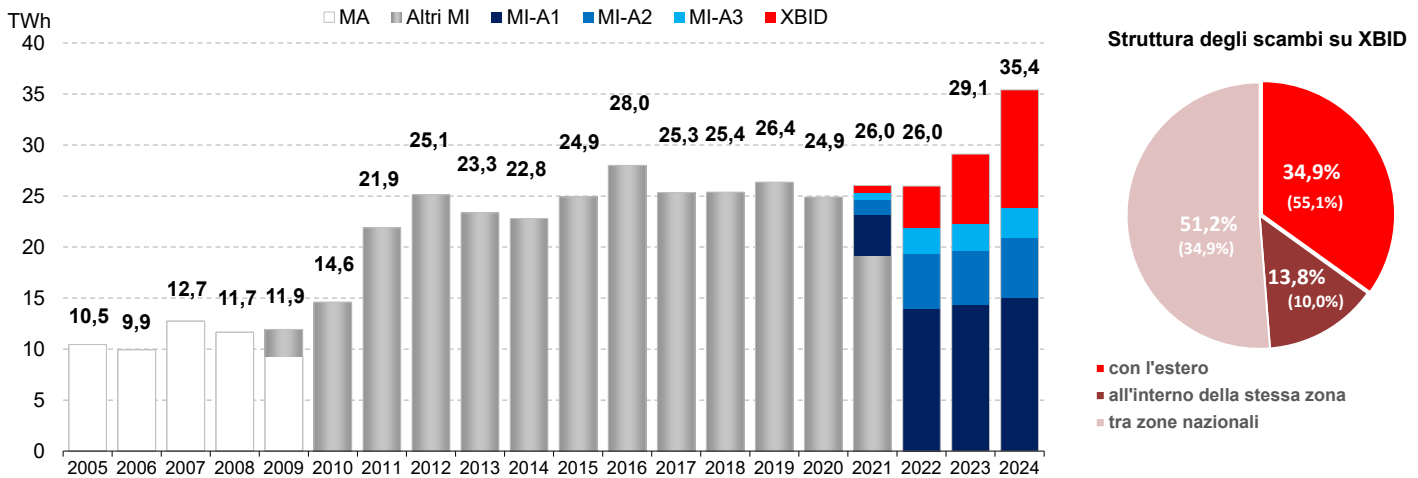
Tabella 8). A livello locale, l'analisi delle contrattazioni complessivamente registrate sul MI nel 2024 mostra un modesto calo del peso dell'estero nella distribuzione delle vendite rispetto al MGP. Sul lato degli acquisti, si registra una flessione della quota del Nord in favore dell'estero e del Sud.

I prezzi¹ mostrano un deciso calo rispetto al 2023, attestandosi a 108/113 €/MWh (-19/-15 €/MWh), con quotazioni medie più elevate su tutti i mercati nella seconda metà dell'anno. Le quotazioni risultano leggermente superiori ai corrispondenti valori del PUN Index GME sul MI-A2 e XBID (+1/+2 €/MWh) e sostanzialmente allineate sugli altri mercati. Infine, si segnalano, nelle sessioni in contrattazione continua, numerosi abbinamenti a prezzi negativi, con prezzi fino a -96 €/MWh registrati nel mese di febbraio al Sud e in Calabria.

¹ I valori riportati nel seguito sono stati calcolati come media aritmetica dei prezzi orari ottenuti a loro volta dalla media dei prezzi zionali ponderata per gli acquisti.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Nei grafici relativi al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri mercati" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

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	
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	MWh	var %
Nord	7.205.577	2.210.845	1.247.692	10.664.113	3.099.378	13.763.491	20,0%
Centro Nord	980.116	449.327	178.053	1.607.495	586.629	2.194.124	16,1%
Centro Sud	2.091.594	1.069.342	496.821	3.657.757	1.106.915	4.764.671	16,1%
Sud	2.037.762	897.958	465.659	3.401.378	1.392.524	4.793.902	17,8%
Calabria	319.378	140.488	77.401	537.267	228.566	765.834	17,6%
Sicilia	1.162.205	394.110	208.662	1.764.977	549.741	2.314.718	23,1%
Sardegna	336.208	200.315	120.338	656.861	199.695	856.555	3,4%
Estero	923.149	499.345	185.049	1.607.544	4.343.388	5.950.931	38,3%
Totale	15.055.988	5.861.729	2.979.675	23.897.392	11.506.835	35.404.227	21,3%

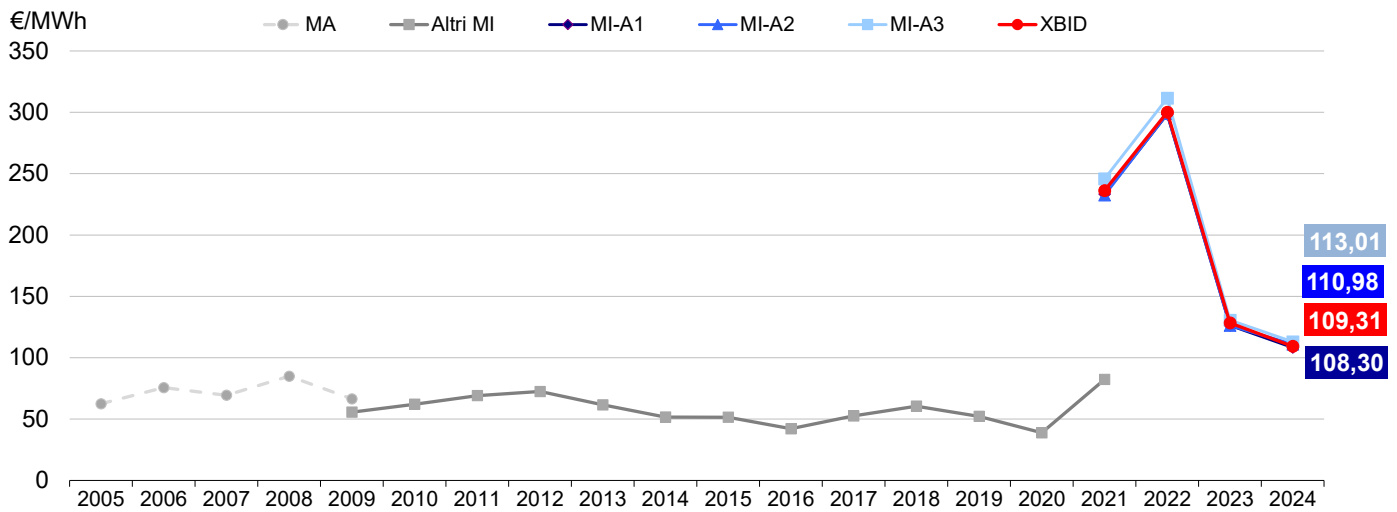
Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale	
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	MWh	var %
Nord	7.702.915	2.566.601	1.235.371	11.504.887	3.565.999	15.070.886	18,6%
Centro Nord	896.399	262.530	127.760	1.286.690	569.966	1.856.656	24,0%
Centro Sud	2.082.402	943.035	431.731	3.457.168	1.459.051	4.916.219	26,8%
Sud	1.960.151	919.407	450.616	3.330.174	1.332.826	4.663.000	31,8%
Calabria	579.280	176.910	85.461	841.652	257.471	1.099.122	10,6%
Sicilia	1.087.444	366.195	200.211	1.653.849	509.713	2.163.562	0,4%
Sardegna	244.831	148.596	91.255	484.682	196.722	681.404	8,4%
Estero	502.565	478.451	357.272	1.338.289	3.615.088	4.953.377	30,4%
Totale	15.055.988	5.861.729	2.979.675	23.897.392	11.506.835	35.404.227	21,3%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME



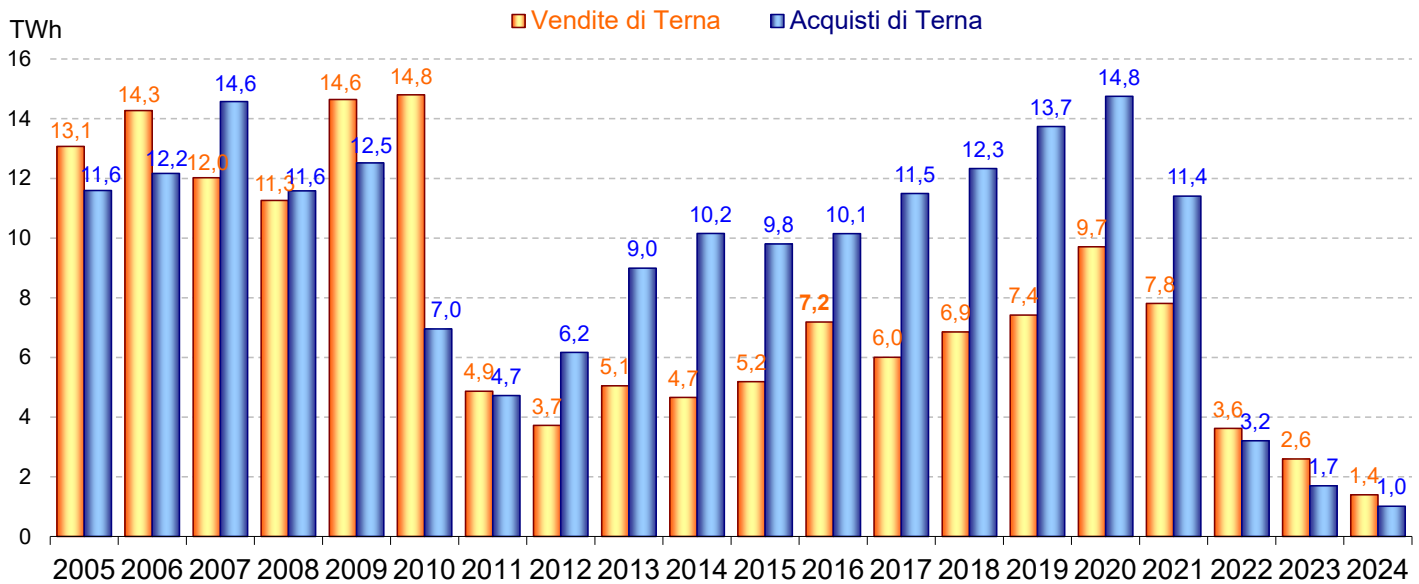
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

I volumi del MSD ex-ante risultano ancora in flessione e ai minimi storici, con gli acquisti del TSO sul mercato a salire a 1,0 TWh (-29,3% sul 2023 in media oraria) e le sue vendite sul mercato a scendere a 1,4 TWh (-36,4%).

Nel mese di dicembre 2024 i volumi sul MSD ex-ante a salire e a scendere sono risultati rispettivamente pari a 81,0 GWh e a 141,4 GWh sul totale delle 619 ore in cui si sono registrati scambi (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si registrano 509 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (erano 299 nel 2023), di cui 438 relative al profilo baseload, per un totale di 709 GWh (+161 GWh sul 2023), e 71 relative al profilo peakload, per

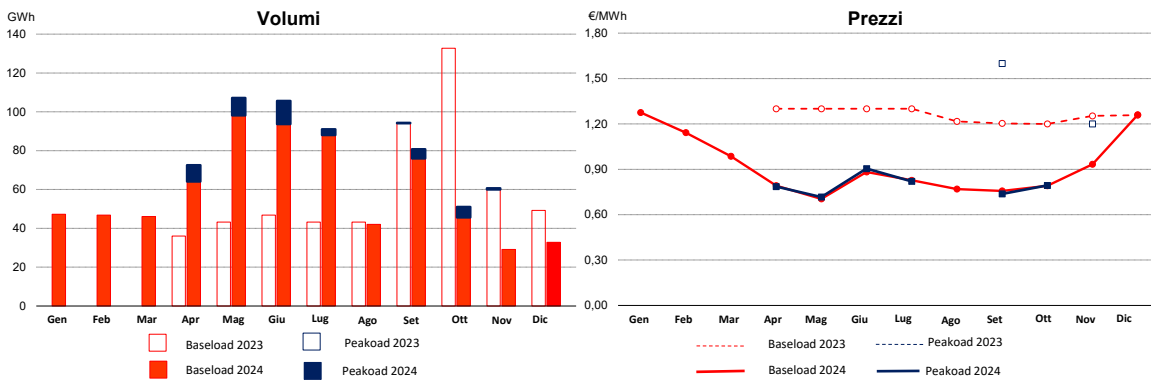
volumi pari a 43 GWh (+42 GWh). Il prezzo medio di scambio dei prodotti giornalieri si attesta sul baseload a 0,91 €/MWh (-0,34 €/MWh) e sul peakload a 0,80 €/MWh (-0,60 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati		Prezzo			Volumi	
	N°		N°		Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	438 (297)		185/364 (128/362)		0,91 (1,25)	0,70 (1,20)	1,60 (1,50)	709.488 (548.400)	3.835 (4.284)
Peakload	71 (2)		46/260 (2/259)		0,80 (1,40)	0,65 (1,20)	0,95 (1,60)	42.600 (840)	926 (420)
Totale	509 (299)							752.088 (549.240)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2024 sul MTE si osservano 19 transazioni registrate a fini di clearing, tutte relative a prodotti baseload, per volumi complessivi in calo a 84,7 GWh (-34% sul 2023). I prezzi di controllo risultano in aumento

rispetto al 2023, con il prodotto annuale baseload relativo al 2025 che chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 124,43 €/MWh (Tabella 9 e Grafico 9).

Tabella 9: MTE, prodotti negoziati nel 2024

Fonte: GME

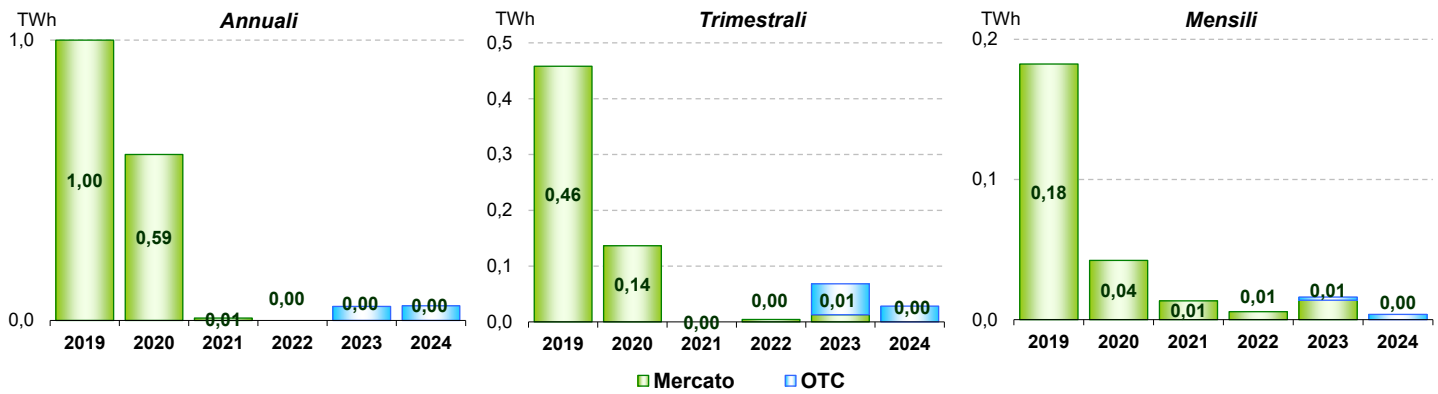
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC				TOTALE			
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	0	-5	0	-20	0	-100,0%	3	-	5	2	3.696	67%	3.696	-77,0%
Trimestrali	0	-3	0	-6	0	-100,0%	10	1	13	-12	28.415	-48%	28.415	-58,3%
Annuali	-	+0	-	+0	0	-	6	3	6	1	52.560	20%	52.560	19,7%
Totale	0	-8	0	-26	0	-100,0%	19	4	24	-9	84.671	-16,4%	84.671	-34,0%

PRODOTTI PEAK LOAD

	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trimestrali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Annuali	-	-	-	-	-	-	-1	-	-2	-	-100,0%	-	-	
Totale	-	-	-	-	-	-	-1	-	-2	-	-100,0%	-	-	
TOTALE	0	-8	0	-26	0	-100,0%	19	3	24	-11	84.671	-21,3%	84.671	-37,0%

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia nel 2024 mostrano ancora un calo, attestandosi a 194,6 TWh (-15,3% sul 2023 in media oraria) e confermandosi al livello più basso dal 2010. Analogamente, registrano un calo sia la posizione netta, attestatasi a 124,1 TWh (-8,6%), sia il turnover,

a 1,57 (-0,12), il minimo dal 2011 (Tabella 10 e Grafico 10). Risultano in flessione le registrazioni nei conti in immissione, pari a 57,1 TWh (-16,3%), e in prelievo, a 90,1 TWh (-7,3%), con i relativi sbilanciamenti a programma in calo a 66,9 TWh (-0,7%) e a 34,0 TWh (-11,8%) (Tabella 10 e Grafico 11).

Tabella 10: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2024 e programmi

Fonte: GME

Profilo	TRANSAZIONI REGISTRATE			PROGRAMMI								
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo					
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Base load	30.487.878	18,1%	15,7%	Richiesti	67.353.862	-17,9%	100,0%	90.101.841	-7,3%	100,0%		
Off Peak	93.007	140,8%	0,0%	Registrati	57.128.021	-16,3%	84,8%	90.094.533	-7,3%	100,0%		
Peak	66.532	135,9%	0,0%	Rifiutati	10.225.841	-25,6%	15,2%	7.309	-39,7%	0,0%		
Week-end	-	-	0,0%	Sbilanciamento a programma	66.926.585	-0,7%		33.960.073	-11,8%			
Totale Standard	30.647.418	18,4%	15,7%	Saldo programmi	-	-100,0%		32.966.512	13,9%			
Totale Non standard	163.176.757	-19,8%	83,8%									
PCE bilaterali	193.824.174	-15,4%	99,6%									
MTE	73.682	-13,4%	0,0%									
MPEG	752.088	36,6%	0,4%									
Totale	194.649.944	-15,3%	100,0%									
Posizione netta	124.054.606	-8,6%										

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

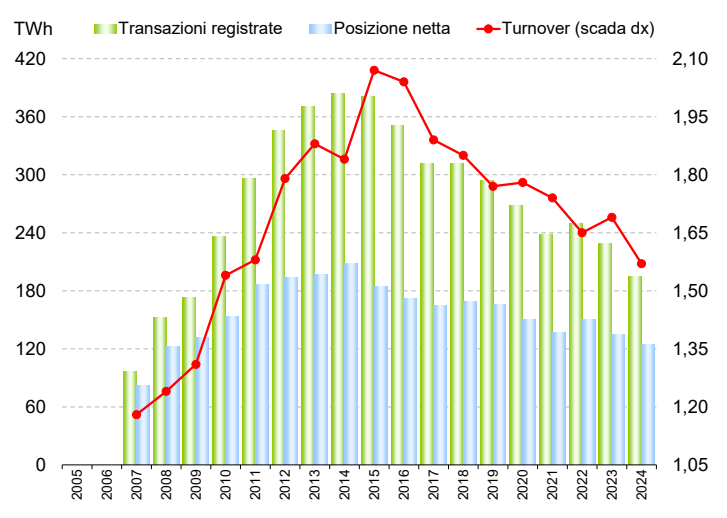
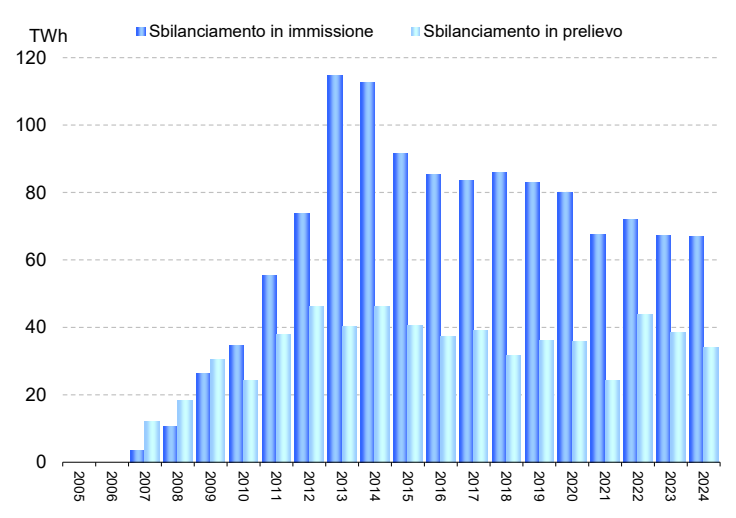


Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2024 in ambito gas si confermano un basso livello della domanda e un sostanziale consolidamento della struttura di approvvigionamento della materia prima, in cui, tuttavia, le forniture di GNL tornano a cedere quote, seppur minime, di volume alle importazioni tramite gasdotto. Proseguono il loro trend discendente anche i prezzi e la loro volatilità, attestatisi sui valori più bassi degli ultimi quattro anni.

In particolare, con riferimento alla domanda, i consumi di gas naturale nel 2024 segnano in Italia il terzo calo consecutivo (-2,5% sul 2023), scendendo ai minimi da oltre quindici anni, per effetto delle spinte contenitive indotte sia dai livelli dei prezzi, in ribasso ma ancora elevati rispetto ai livelli osservati prima del 2021, che da temperature più miti. La flessione risulta concentrata nel settore termoelettrico (-1,6%) e nelle esportazioni ed altri consumi (-48%).

Il calo dei consumi appare assorbito sia dall'import via gasdotto (-0,9%), in cui si riduce il contributo del gas proveniente dal Nord Africa, sia soprattutto dalle forniture GNL (-10,1%). Risulta in flessione anche la produzione

nazionale, mentre rimane su livelli elevati la giacenza nei sistemi di stoccaggio a fine dicembre, a fronte di un saldo tra iniezioni e erogazioni che torna ad essere negativo.

A fronte di una diminuzione della domanda osservata nel sistema gas, nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi segnano il loro massimo storico, salendo a 180,2 TWh (+16,1% sul 2023) e spingono la loro quota sulla domanda di gas nel sistema al 28%. La crescita si concentra soprattutto nel comparto day-ahead a negoziazione continua (111,1 TWh e nuovo record assoluto), che si conferma il primo mercato in termini di volumi scambiati (62% del totale).

Per quanto riguarda i prezzi, l'IG Index (IGI) si attesta a 36,36 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui principali hub internazionali del gas e sui mercati a pronti del GME, queste ultime alla seconda flessione tendenziale dopo il picco raggiunto nel 2022 e su livelli poco sopra i 36 €/MWh, con l'eccezione del comparto intraday AGS (35 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel 2024 i consumi di gas naturale scendono a 61.695 milioni di mc (652,3 TWh, -2,5%), portandosi sui livelli più bassi da oltre quindici anni. La flessione appare diffusa su tutto l'intero anno, ad eccezione dei mesi di gennaio e dell'ultimo bimestre in cui sono più evidenti gli effetti stagionali delle temperature sulla domanda. Il calo interessa il settore termoelettrico, i cui volumi risultano pari a 20.843 milioni di mc (220,4 TWh, -1,6% e minimo dal 2016), con una dinamica più marcata tra febbraio e luglio. In lieve aumento, invece, i consumi nei settori civile e industriale, i cui volumi risultano pari rispettivamente a 27.174 milioni di mc (287,3 TWh, +1,8%) e 11.621 milioni di mc (122,9 TWh, +1,3%). Tornano in flessione le esportazioni e gli altri consumi, pari a 2.058 milioni di mc (21,8 TWh, -47,8%).

Sul lato dell'offerta, a fronte di una minore domanda e di una produzione nazionale ai minimi storici (2.752 milioni di mc, 29,1 TWh), si osserva un calo delle importazioni di gas naturale, ai minimi dal 2015 e pari a 58.743 milioni di mc

(621,1 TWh, -20,7 TWh, -3,4%). Tale riduzione interessa sia i flussi via pipeline (466,1 TWh, -3,5 TWh) sia soprattutto l'import di GNL, quest'ultimo pari a 155,0 TWh (-17,2 TWh) e con una quota sul totale che scende al 25% (-2 p.p. sul 2023).

Il modesto calo dei flussi via pipeline si concentra a Mazara (222,7 TWh, -21,1 TWh), rimasta comunque la principale fonte di approvvigionamento nazionale con una quota pari al 36%, e Gela (14,9 TWh, -11,8 TWh), mentre risale il peso delle forniture dalla Russia a Tarvisio (57,7 TWh, +30,8 TWh), con una quota al 9% (+5 p.p.).

Sui singoli terminali GNL, la diminuzione è invece concentrata a Panigaglia e Livorno (rispettivamente 10,1 TWh, -17,1 TWh e 11,7 TWh, -28,3 TWh) e viene solo in parte compensato dai flussi del nuovo rigassificatore di Piombino (38,0 TWh, +25,9), al primo anno di piena operatività.

Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio del gas, il livello della giacenza nell'ultimo giorno dell'anno si attesta sui

livelli tra i più alti di sempre, in linea con gli ultimi tre anni (10.000 milioni di mc, 105,7 TWh), con il saldo tra iniezioni e erogazioni che nel 2024 si conferma esiguo, ma che torna

negativo (-2,1 TWh), a fronte di una crescita su base annua delle erogazioni (+6,4%) e di iniezioni sostanzialmente stabili (-0,2%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2024

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	58.743	621,1	-3,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	21.068	222,7	-8,8%
Tarvisio	5.459	57,7	+114,2%
Passo Gries	5.874	62,1	-8,9%
Gela	1.407	14,9	-44,4%
Gorizia	19	0,2	+1525,6%
Melendugno	10.260	108,5	+4,0%
Panigaglia (GNL)	951	10,1	-63,1%
Cavarzere (GNL)	9.006	95,2	+2,4%
Livorno (GNL)	1.109	11,7	-70,8%
Piombino (GNL)	3.590	38,0	+213,8%
Produzione Nazionale	2.752	29,1	-2,0%
Erogazioni da stoccaggi	8.494	89,8	+6,4%
TOTALE IMMESSO	69.989	740,0	-2,2%
<hr/>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	59.637	630,5	+0,5%
Industriale	11.621	122,9	+1,3%
Termoelettrico	20.843	220,4	-1,6%
Reti di distribuzione	27.174	287,3	+1,8%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.058	21,8	-47,8%
TOTALE CONSUMATO	61.695	652,3	-2,5%
Iniezioni negli stoccaggi	8.294	88	-0,2%
TOTALE PRELEVATO	69.989	740,0	-2,2%

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

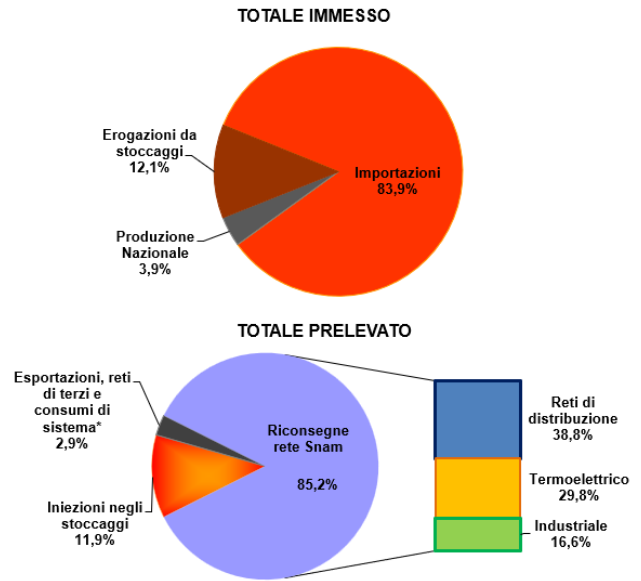
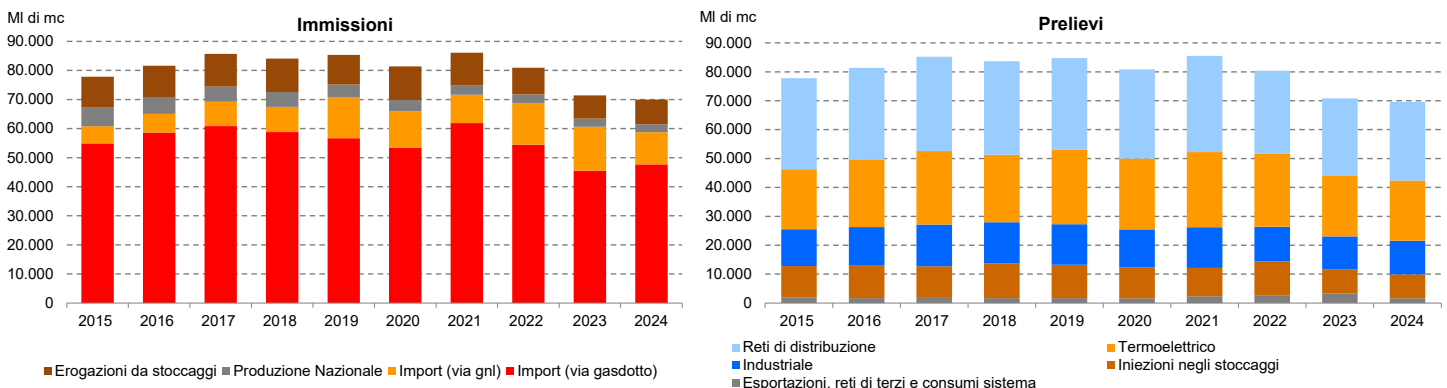


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Relativamente ai prezzi, il 2024 si connota per una nuova diminuzione dei prezzi rispetto ai livelli record del 2022. La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) ripiega, infatti, a 36,6 €/MWh (-6,5 €/MWh sul 2023), in virtù di una dinamica ribassista che ha caratterizzato solo i primi cinque mesi dell'anno, quando i prezzi si sono portati nell'intorno dei 30 €/MWh con un minimo a febbraio di 27,8 €/MWh. Successivamente, si

osserva una graduale ripresa fino al picco annuo raggiunto a dicembre, pari a 48,3 €/MWh (+11 €/MWh rispetto a dicembre 2023), in corrispondenza principalmente dello stagionale incremento dei consumi. Sviluppi analoghi si sono registrati anche ai principali hub europei e in particolare al TTF, la cui quotazione nel 2024 è pari a 34,3 €/MWh (-6,5 €/MWh), valore che conferma lo spread PSV-TTF poco sopra i 2 €/MWh (in linea con il 2023).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi sui mercati gestiti dal GME, nel 2024 l'IG Index si attesta mediamente a 36,36 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti del GME, le quotazioni seguono andamenti simili tra loro sia su base annua che su base mensile, attestandosi tutte poco sopra i 36 €/MWh. Unica eccezione si registra nel comparto intraday AGS, attivato con una bassa frequenza da Snam e caratterizzato da un prezzo medio annuo pari a 35,05 €/MWh. Nel 2024, a fronte di un sistema gas connotato dal calo della domanda, gli scambi complessivi nel Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS) tornano a crescere rispetto all'anno precedente e si portano al massimo storico di 180,2 TWh (+16,1% sul 2023 e +2,7% rispetto al record del 2022), spingendo la loro quota sul totale consumato nel sistema gas sui livelli più alti di sempre (28%, con due picchi mensili superiori al 35%).

La crescita dei volumi scambiati appare concentrata nel segmento day-ahead a negoziazione continua che, a conferma del pluriennale trend positivo, aggiorna il massimo storico e mantiene il primato di mercato più rilevante in termini di liquidità (62%, +11 p.p.).

Nel dettaglio, i volumi scambiati nel comparto a negoziazione continua salgono a 111,1 TWh sul MGP-Gas (+40,8% sul

2023), con incrementi significativi diffusi durante l'intero anno e in particolare a dicembre (12,6 TWh, livello mensile più alto di sempre), e a 39,2 TWh sul MI-Gas (-11,9%). Relativamente a quest'ultimo, si osserva una complessiva flessione sia delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (6,3 TWh, -28,2%), attivo soprattutto in acquisto (5,7 TWh, -19,4%), che degli scambi tra operatori diversi dal RdB (32,9 TWh, -7,9%), la cui quota sale all'84% (+4 p.p.).

Per quanto riguarda i due comparti AGS, gli scambi ammontano a 25,3 TWh sull'orizzonte day-ahead (-10,5% e pari al 14% dei volumi totali del MP-GAS), di cui 20,7 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto, e a 1,0 TWh sull'orizzonte intraday (erano 0,2 TWh nel 2023).

Tornano in aumento i volumi registrati sul MGS, a 3,5 TWh (+7,1%), con una quota sul totale scambiato al 2% (in linea con lo scorso anno). In rialzo i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, in particolare sul lato acquisto (1,3 TWh contro 0,9 TWh del 2023), mentre risultano sostanzialmente stabili le negoziazioni tra operatori terzi (1,5 TWh).

Nel 2024, infine, nessuno scambio sul MT-Gas, mentre nel comparto Royalties della P-Gas sono stati contrattati 1,0 TWh ad un prezzo medio di 45,04 €/MWh.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2024

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				Volumi scambiati. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	36,36	(37,78)	25,04	52,18				
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
Negoziazione continua	36,35	(42,11)	-13,7%	24,50	52,98	111.149.760	(78.740.424)	40,8%
Comparto AGS	36,56	(42,11)	-13,2%	25,15	51,85	25.311.672	(28.191.360)	-10,5%
<i>MI</i>								
Negoziazione continua	36,60	(42,72)	-14,3%	21,60	54,50	39.202.152	(44.385.336)	-11,9%
Comparto AGS	35,05	(47,00)	-25,4%	25,90	50,03	1.005.360	(158.976)	530,7%
MGS	36,58	(42,15)	-13,2%	25,00	50,31	3.515.669	(3.274.177)	7,1%
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
P-GAS								
Royalties*	45,04	(55,02)	-18,1%	43,41	48,48	957.915	(629.548)	52,2%
Import	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-

* Per MT-Gas e P-Gas Royalties i volumi si riferiscono agli scambi indipendentemente dal periodo di consegna.

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, LSEG

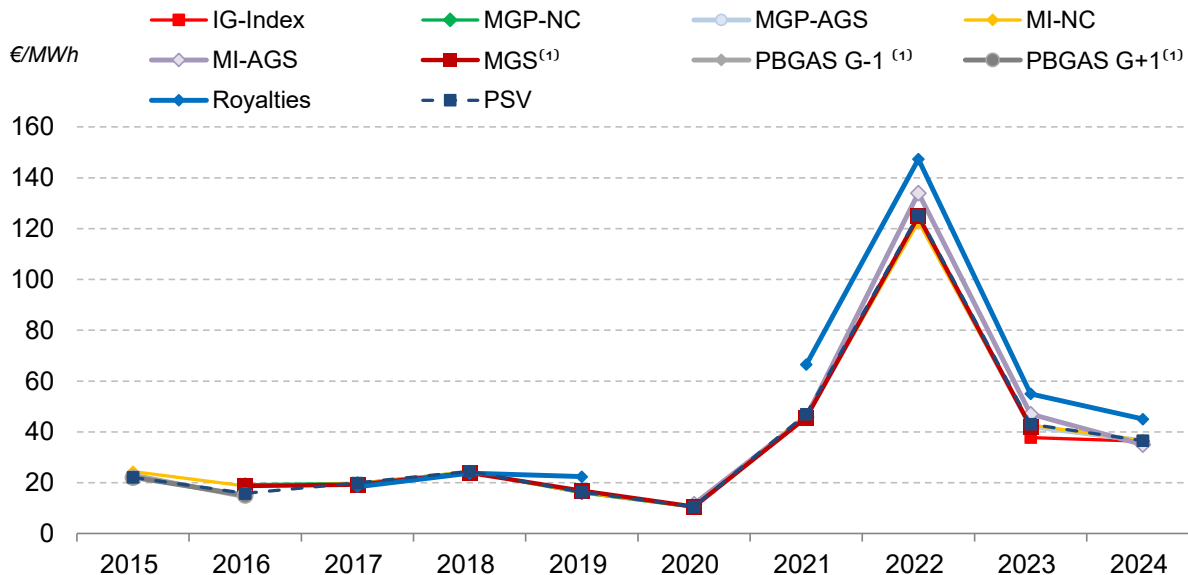


Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

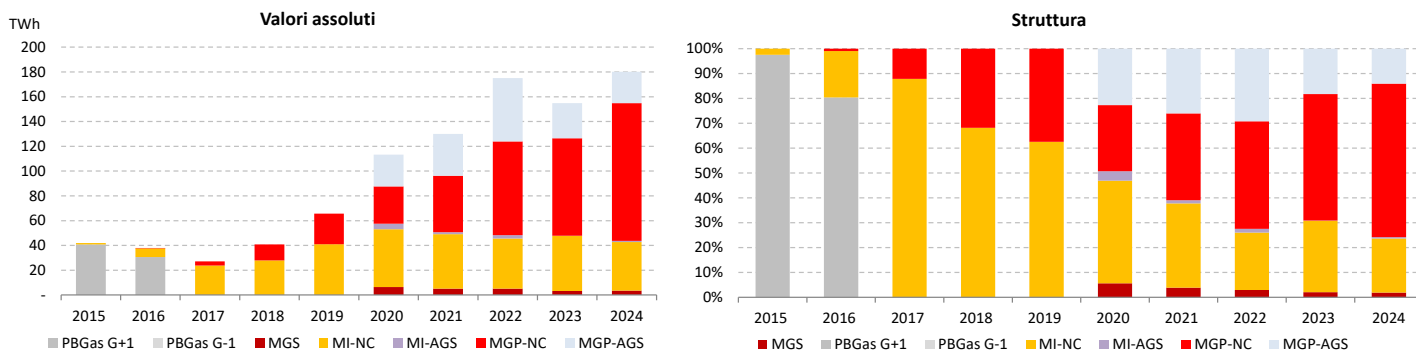


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	3.515.669	(3.274.177)	3.515.669	(3.274.177)	-	(-)	-	(-)
SRG	1.268.196	(876.001)	730.210	(909.549)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	1.268.196	(876.001)	730.210	(909.549)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	2.247.473	(2.398.176)	2.785.459	(2.364.628)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In uno scenario internazionale che resta incerto, le quotazioni delle commodities si confermano ancora elevate, sebbene tutte alla seconda flessione consecutiva. La dinamica ribassista risulta, anche nel 2024, più accentuata per il carbone (104 \$/MT) e il gas (34/37 €/MWh al PSV e al TTF) e si riflette

sulla riduzione dei costi di generazione termoelettrica (favorita anche da permessi di emissione in forte ridimensionamento a 65 €/ton) e dei prezzi elettrici, attestatisi in Europa continentale a 58/108 €/MWh con spread legati anche alle mutate caratteristiche dei parchi di produzione nazionale.

In calo annuale anche nel 2024, le quotazioni di greggio e derivati restano tuttavia tra le più elevate nell'ultimo decennio. Il Brent scende a 81,96 \$/bbl (-2% sul 2023), l'olio combustibile a 537,67 \$/MT (-1%), mentre più decisa è la riduzione del gasolio a 732,05 \$/MT (-10%). Le dinamiche infra-annuali mostrano quotazioni generalmente più elevate nella prima metà dell'anno, poi un calo fino ai minimi annuali di settembre e infine una modesta variabilità. Diversa la dinamica del carbone

che, mediamente pari a 112,90 \$/MT nel 2024 (-9%), nel corso dell'anno risulta molto basso nei primi due mesi (meno di 96 \$/MT a febbraio) per poi crescere fino al massimo di settembre (oltre 124 \$/MT) e ripiegare fino a fine anno. Praticamente invariate le dinamiche annuali del prezzo del greggio, dei suoi derivati e del carbone nella loro conversione in euro, in presenza di un tasso di cambio stabile sui livelli del 2023, a 1,08 USD/EUR, e superiore solo al minimo del 2022.

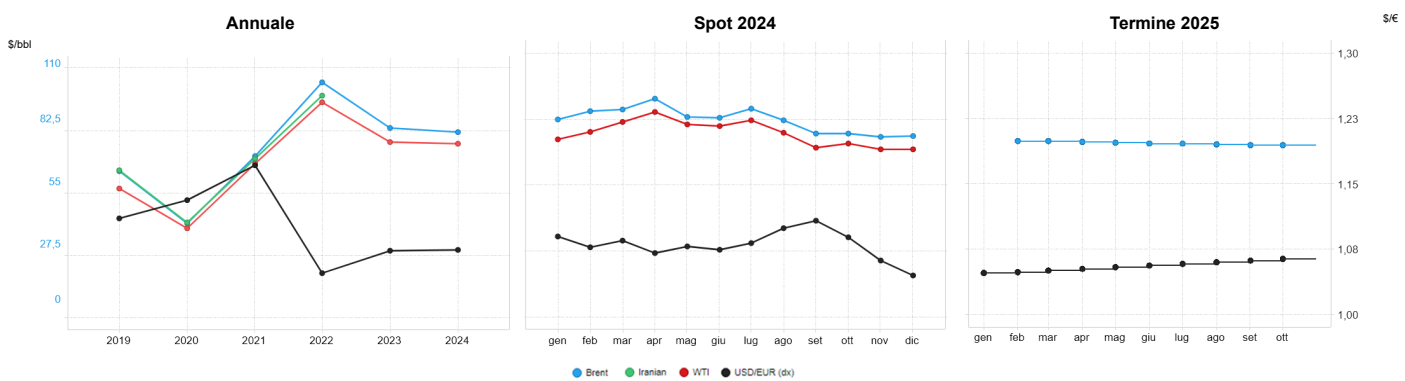
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

Annuale*						Mensile			
FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	USD/BBL	81,96	-2%			75,47	0%	-7%	
Olio Combustibile	USD/MT	537,67	-1%	453,90	437,60	492,55	-1%	-6%	451,08
Gasolio	USD/MT	732,05	-10%			662,15	-1%	-15%	677,00
Carbone	USD/MT	112,90	-9%	99,50	111,35	116,51	-2%	5%	118,25

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	EUR/BBL	75,76	-2%			72,07	2%	-3%	
Olio Combustibile	EUR/MT	496,94	-1%		414,39	470,35	1%	-2%	
Gasolio	EUR/MT	676,75	-10%			632,32	0%	-11%	
Carbone	EUR/MT	104,33	-10%		105,45	111,22	0%	9%	
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	0%	1,12	1,06	1,05	-2%	-4%	1,06

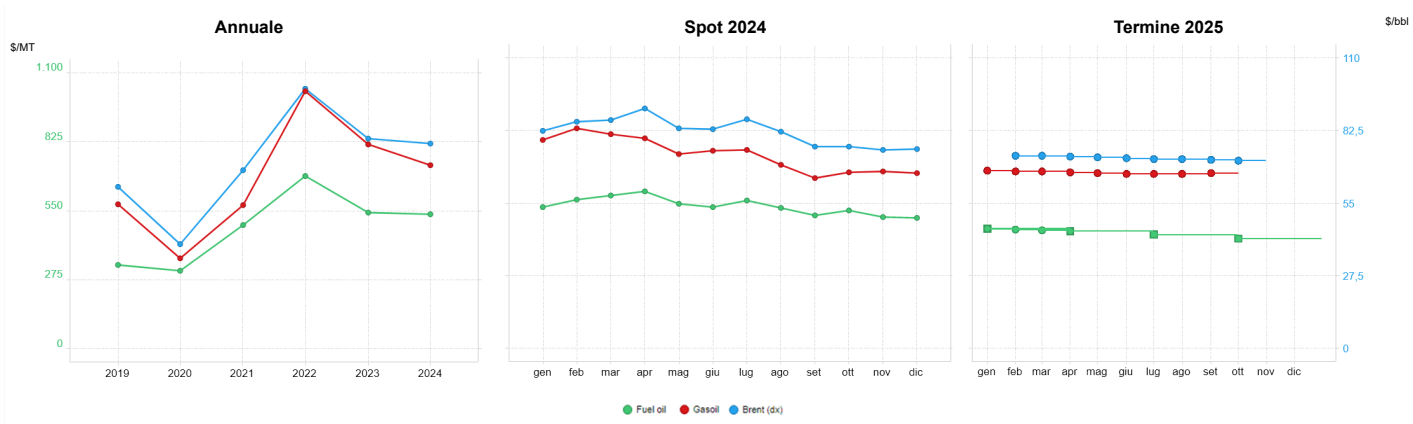
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



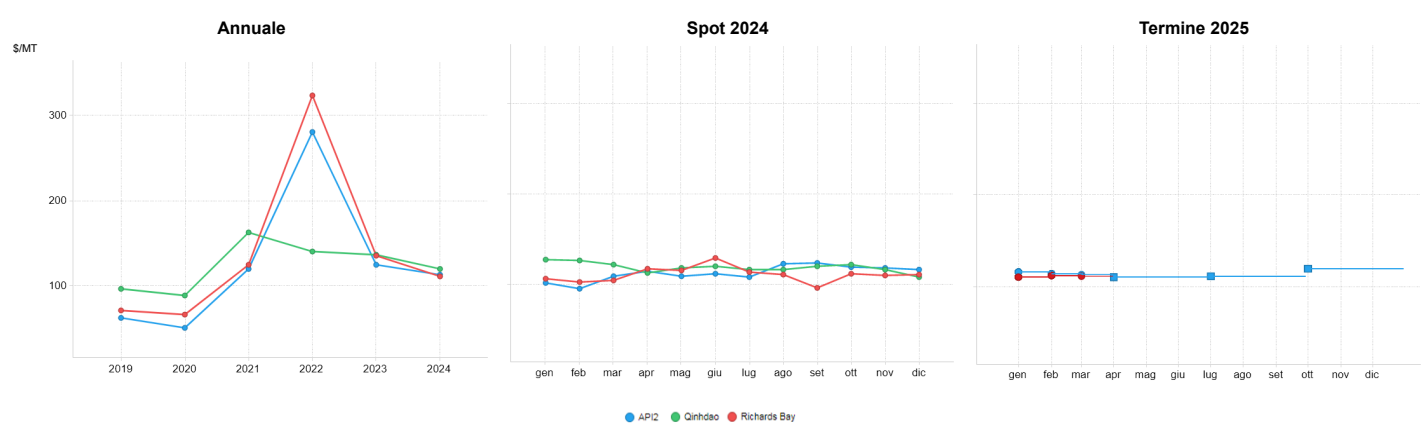
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



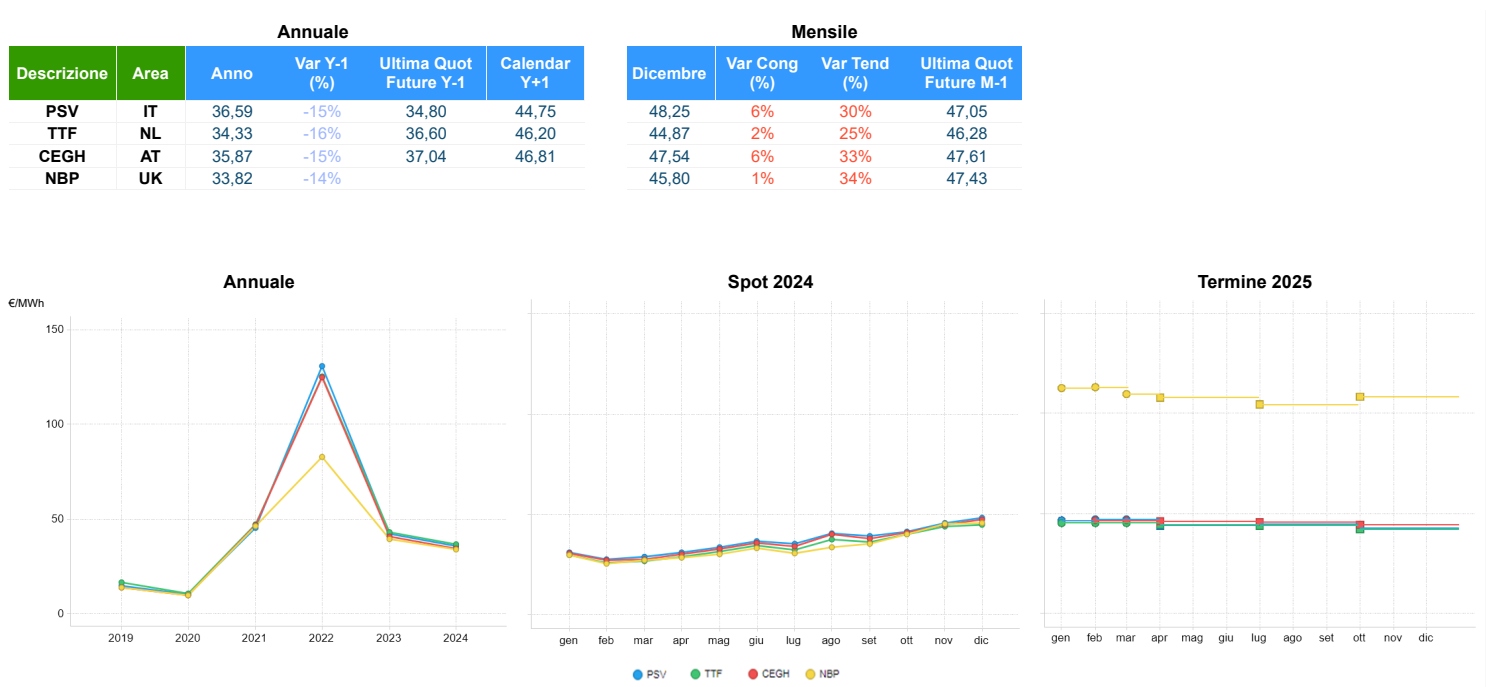
Fonte: LSEG Data & Analytics

*A partire dal 01/04/2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alla quotazione future M+1

In riduzione anche i prezzi del gas sui principali hub europei (-14/-16%), scesi a 36,59 €/MWh al PSV e a 34,33 €/MWh al TTF, livelli tuttavia ancora superiori a quelli osservati fino al 2020. Nel corso del 2024 le quotazioni del gas, dopo aver toccato il minimo annuale a febbraio (26/28 €/MWh), proseguono in progressiva crescita fino ai massimi di dicembre (45/48 €/MWh), in corrispondenza della stagionale ripresa della domanda e del riaccendersi delle

tensioni medio-orientali. Sempre positivo lo spread PSV-TTF nel corso dell'anno, superiore a 3 €/MWh nei mesi estivi e a dicembre, e mediamente stabile sul valore del 2023 (2,26 €/MWh, massimo degli ultimi cinque anni). Le aspettative dei mercati futures registrate a fine dicembre sono di prezzi in nuova decisa crescita nel 2025 e spread atteso PSV-TTF analogo a quello osservato sui riferimenti spot nel 2024.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica (€/MWh)



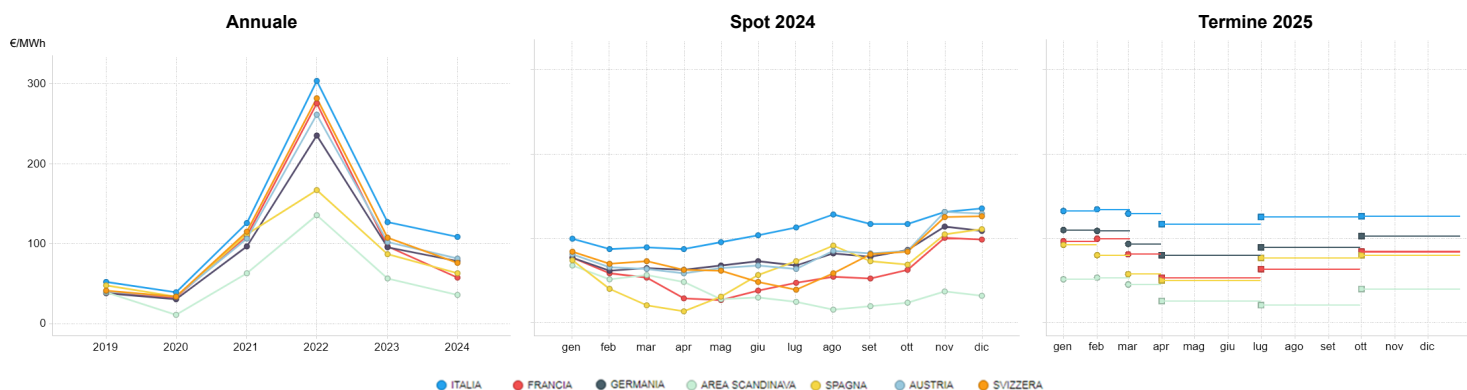
Fonte: LSEG Data & Analytics

La riduzione del costo dei combustibili contribuisce al calo dei prezzi elettrici europei, anch'essi tuttavia ancora superiori a quelli osservati fino al 2020. Il Pun italiano, ancora fortemente dipendente dalla generazione a gas, si mantiene sopra 100 €/MWh (109 €/MWh, -15%), mentre scendono a 58/82 €/MWh i prezzi sul resto delle borse europee continentali (-18/-40%). Tra queste ultime, in evidenza in particolare, lo spread Germania-Francia (+20 €/MWh circa, massimo storico), positivo come raramente osservato nel passato, in ragione della differente

evoluzione che ha interessato i rispettivi parchi di generazione nazionali: è infatti tornata a crescere la produzione nucleare e idroelettrica in Francia mentre si è progressivamente ridotta quella a carbone e a lignite in Germania, già interessata dal phase out del nucleare nel 2023. Resta, infine, più basso il prezzo nell'area scandinava (36 €/MWh, -36%). I mercati futures stimano una nuova decisa crescita dei prezzi elettrici nel 2025, con spread attesi Italia-Francia-Germania analoghi a quelli osservati sui prezzi spot nel 2024 (Figura 2).

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot** e a termine¹. Media aritmetica (€/MWh)

Area	Annuale				Mensile			
	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	108,52	-15%	111,07	124,43	135,06	3%	17%	128,83
FRANCIA	58,02	-40%	92,38	74,17	98,18	-2%	43%	100,53
GERMANIA	78,51	-18%	93,04	94,74	108,32	-5%	58%	113,91
AREA SCANDINAVA	36,06	-36%	52,75	32,40	31,94	-14%	-56%	47,70
SPAGNA	63,04	-28%	82,75	71,65	111,24	7%	54%	97,50
AUSTRIA	81,54	-20%			129,67	-1%	77%	
SVIZZERA	76,05	-29%			126,17	1%	56%	



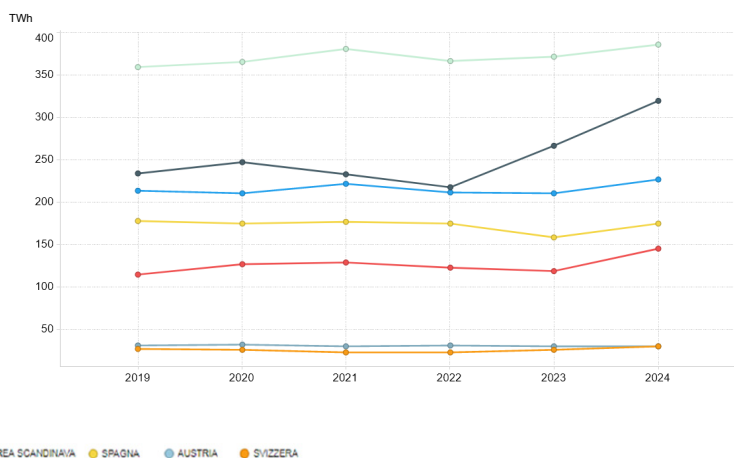
Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, ovunque in aumento i volumi scambiati sui mercati spot, ai massimi storici nell'area scandinava (371 TWh, +1%), in Germania (320 TWh, +20%), in Francia (145 TWh, +22%) e

mai così elevati dal 2009 in Italia (227 TWh, +8%); in deciso aumento, rispetto al basso livello del 2023, anche i volumi in Spagna (174 TWh, +10%).

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

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	226,8	8%	19,5
FRANCIA	144,7	22%	13,0
GERMANIA	319,6	20%	28,6
AREA SCANDINAVA	385,5	4%	39,5
SPAGNA	174,2	10%	15,0
AUSTRIA	29,6	1%	2,8
SVIZZERA	29,7	17%	2,2



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

¹ I dati a termine si riferiscono alla media delle quotazioni futures osservate giornalmente sui relativi prodotti.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2024 il prezzo medio dei titoli di efficienza energetica sul mercato organizzato (MTEE) mostra un lieve calo a 248,51 €/tep (-1,3%), mentre sulla piattaforma bilaterale sale a 228,80 €/tep (+2,0%). I titoli complessivamente negoziati risultano invece in crescita sia sul MTEE, dove risultano pari a 1,83 milioni di tep (+4,2%), che sulla piattaforma bilaterale, in cui ammontano a 1,18 milioni di tep (+11,7%), con la liquidità di mercato al 61%.

Sul settore delle Garanzie d'Origine, nel 2024 il prezzo medio complessivo mostra un netto calo a 0,77 €/MWh sul

mercato (-5,33 €/MWh), risultando inferiore di circa 2 €/MWh al livello registrato nelle negoziazioni bilaterali (2,82 €/MWh, +0,70 €/MWh). Scendono a 0,42 €/MWh i prezzi medi sulle aste del GSE (-5,24 €/MWh). In termini di volumi, invece, si assiste ad una crescita generalizzata su tutte le modalità di negoziazione, più intensa sul MGO (+191%) e nelle aste (+185%) che sulla piattaforma bilaterale (+9%), confermatasi primo canale di approvvigionamento.

Nessuno scambio, infine, nel 2024 sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC).

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

Nel 2024 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato (MTEE) scende su base annua a 248,51 €/tep (-1,3%), attestandosi mediamente sui 251 €/MWh nei primi cinque mesi dell'anno relativi all'anno d'obbligo 2023 e sui 247 €/MWh in quelli successivi (Tabella 1, Figura 2).

Cresce invece il prezzo medio rilevato sulla piattaforma bilaterale che nel 2024 risulta pari a 228,80 €/tep, (+2,0%), oscillando tra i 247 €/MWh del mese di maggio ed i 151 €/MWh di aprile. Il differenziale, pertanto, tra la quotazione bilaterale e quella di mercato si riduce a 19,71 €/tep. Tale valore scende, tuttavia, a circa 3 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1

€/tep, rappresentative nel 2024 di una quota pari al 93% del totale (era al 91% nel 2023) (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

Le negoziazioni di TEE sul mercato segnano il secondo aumento consecutivo e salgono a 1,83 milioni di tep (+4,2% sul 2023), a fronte di contrattazioni sulla piattaforma bilaterale in crescita a 1,18 milioni di tep (+11,7%) e di una liquidità del MTEE che si porta conseguentemente al 61% (-1 p.p. sull'anno precedente). L'analisi mensile degli scambi di mercato evidenzia una analoga crescita delle contrattazioni in termini percentuali sia nella prima parte dell'anno relativa agli obblighi del 2023 che nel periodo successivo (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	248,51	-1,3%	241,00	254,06	1.830.359	+4,2%	454,86	+2,9%
Bilaterali	228,80	+2,0%	0,00	260,00	1.180.640	+11,7%	270,13	+14,0%
con prezzo >1	245,57	-0,9%	15,63	260,00	1.099.979	+15,0%	270,13	+14,0%
Totale	240,78	-0,3%	0,00	260,00	3.010.999	+7,0%	724,98	+6,7%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

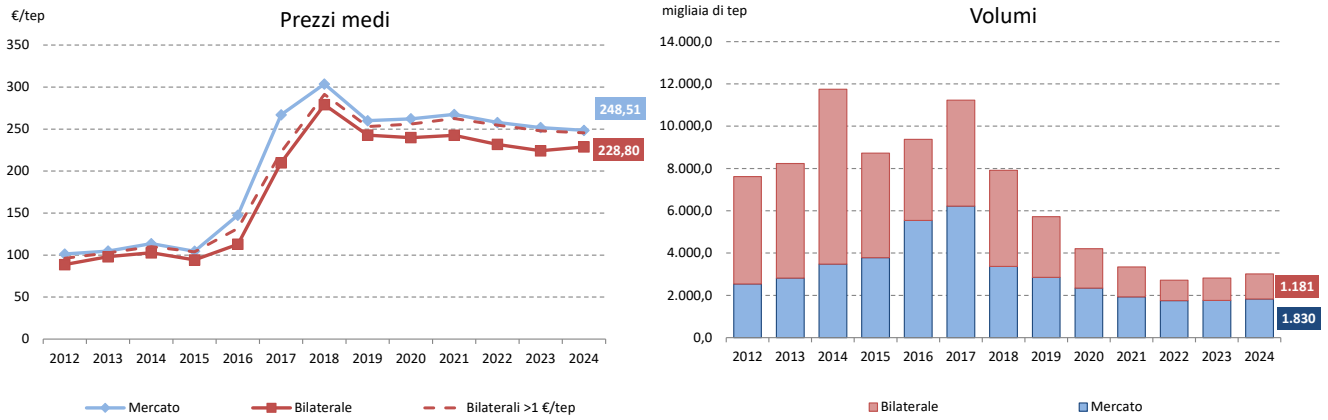


Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading		Operatori				
	Medio €/tep	Var. cong.	Minimo €/tep	Massimo €/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi tep	Quota %	Quota Var. cong.	N°	Var.	
Mercato	245,83	-0,7%	244,14	247,50	114.963	-46,0%	28,26	-46,4%	883	-78,0%	0,8%	-1,1 p.p.	4	+0
Bilaterali	218,10	-10,3%	0,00	247,77	75.944	-53,4%	16,56	-58,2%						
con prezzo >1	243,61	-1,5%	191,40	247,77	67.993	-57,6%	16,56	-58,2%						
Totale	234,80	-4,5%	0,00	247,77	190.907	-49,2%	44,83	-51,5%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

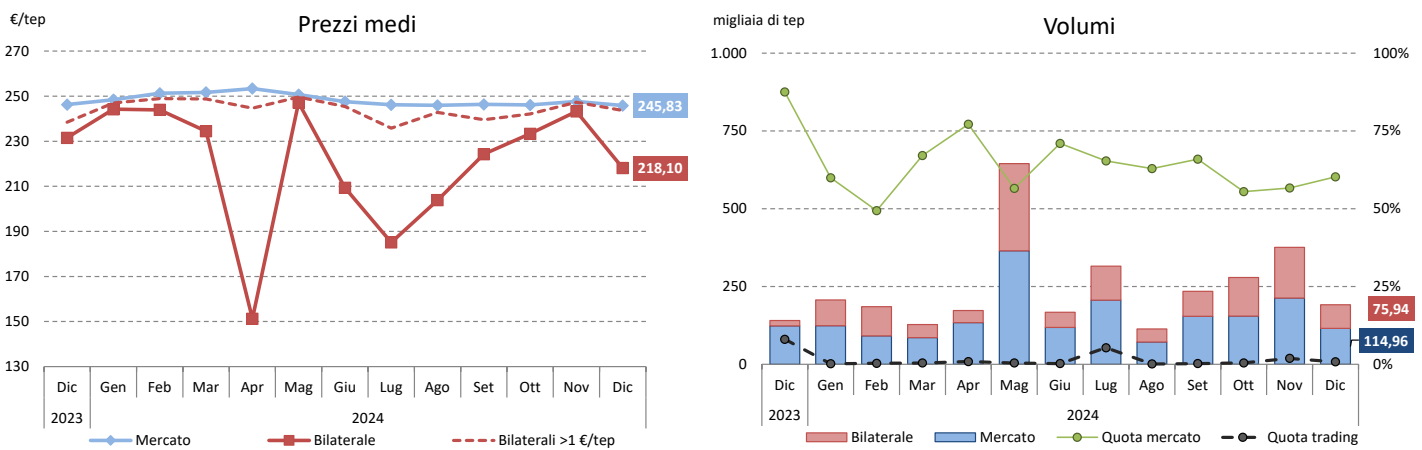
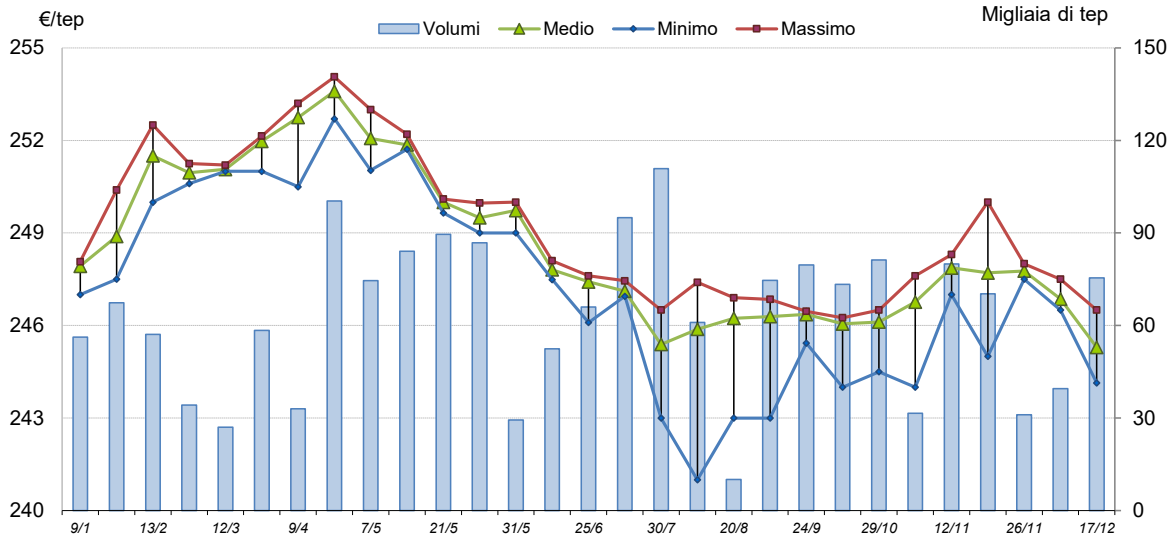


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Complessivamente, nel sistema, il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2024, si porta a 73.589.036, in aumento di 2.218.194 tep rispetto al 31 dicembre 2023 e di 69.449 tep rispetto a fine novembre. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al lordo dei titoli

registrati sul conto del GSE, ammonta inoltre a 3.341.864 tep, in aumento di 61.275 tep rispetto a dicembre 2023 ed in calo di 968.787 tep rispetto a novembre 2023, in virtù anche dell'annullamento dei titoli effettuato nella sessione di novembre (1.038.158 titoli) (Tabella 3).

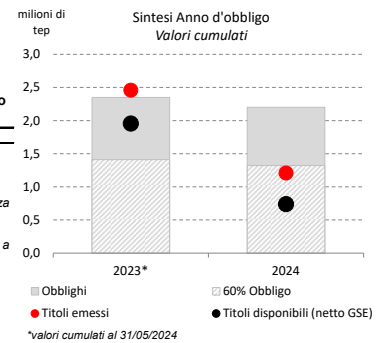
Tabella 3: TEE, sintesi anno d'obbligo 2024

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep						
16	246,60	1.032.086	642.642	244,62	576.281	246,26	3.341.864	73.589.036	2.601.992	

*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.



*valori cumulati al 31/05/2024

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

Nel 2024 il prezzo medio delle GO indipendentemente dalle tipologie e dal periodo di produzione registra un calo sul mercato MGO, a 0,77 €/MWh (-5,33 €/MWh), ed un apprezzamento su PBGO, a 2,82 €/MWh (+0,70 €/MWh). In calo il prezzo medio anche sulle Aste GSE, a 0,42 €/MWh (-5,24 €/MWh). In virtù di tali variazioni, nel 2024, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali si attesta a -2,05 €/MWh (era +3,98 €/MWh nel 2023), valore che si amplifica a -2,21 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari a circa il 95% del totale scambiato sulla PBGO (Tabella 4, Figura 4).

Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, indipendentemente dal periodo di produzione, sul mercato MGO le categorie mostrano prezzi compresi tra 0,30 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile, che risulta la meno cara anche sulla piattaforma PBGO (0,13 €/MWh) e 1,17 €/MWh della tipologia Eolico. Sulla PBGO, invece, sono le tipologie Bio e Altro che fanno registrare i prezzi più alti, pari rispettivamente a 4,04 €/MWh e 4,59 €/MWh. Sulle Aste GSE, infine, la categoria Gas Trasporti Non Esportabile fa registrare il prezzo più alto, a 0,80 €/MWh.

L'analisi mensile dei prezzi sul MGO mostra un trend

discendente, con prezzi più elevati nel primo trimestre e più bassi nei mesi finali dell'anno, quando si toccano i minimi storici per i titoli con anno di produzione 2023 (Figura 5).

In termini di volumi, invece, si assiste ad un incremento generalizzato su tutte le modalità di contrattazione. In dettaglio, gli scambi sul MGO crescono a 2,0 TWh (+191%), mentre le assegnazioni tramite asta salgono a 21,4 TWh (+185%). Si confermano predominanti anche nel 2024, sebbene con un incremento meno netto, le registrazioni sulla piattaforma bilaterale, pari a 66,5 TWh (+9%) (Tabella 4, Figura 4, Figura 5). L'analisi della struttura degli scambi cumulati fino a fine 2024 per tipologia di impianto e per periodo di produzione mostra con riferimento all'anno 2023 la prevalenza della tipologia di produzione Idroelettrico sia sul MGO (34,8%) che sulla PBGO (49,5%) e della tipologia Solare (41,8%) nelle aste di assegnazione del GSE (Figura 6). Con riferimento all'anno di produzione 2024, invece, sul MGO, le tipologie Idroelettrico, Solare e Bio presentano ciascuna una quota intorno al 30%, mentre sulla PBGO sono le tipologie Idroelettrico e Eolico a totalizzare maggiori scambi, rispettivamente con il 45,5% ed il 41,0% del totale. Sulle Aste del GSE la tipologia Solare si conferma la più importante con il 48,3% (Figura 7).

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,77	-87,4%	0,07	3,50	2.020.719	+191,0%	1.546.156	-63,5%
Bilaterali	2,82	+32,9%	0,00	10,00	66.459.413	+8,7%	187.155.617	+44,4%
con prezzo >0	2,97	+30,8%	0,01	10,00	62.939.549	+10,4%	187.155.617	+44,4%
Totale	2,76	+27,4%	0,00	10,00	68.480.132	+10,7%	188.701.773	+41,0%
Asta GSE	0,42	-92,5%	0,10	1,83	21.400.462	+185,3%	9.086.368	-78,6%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

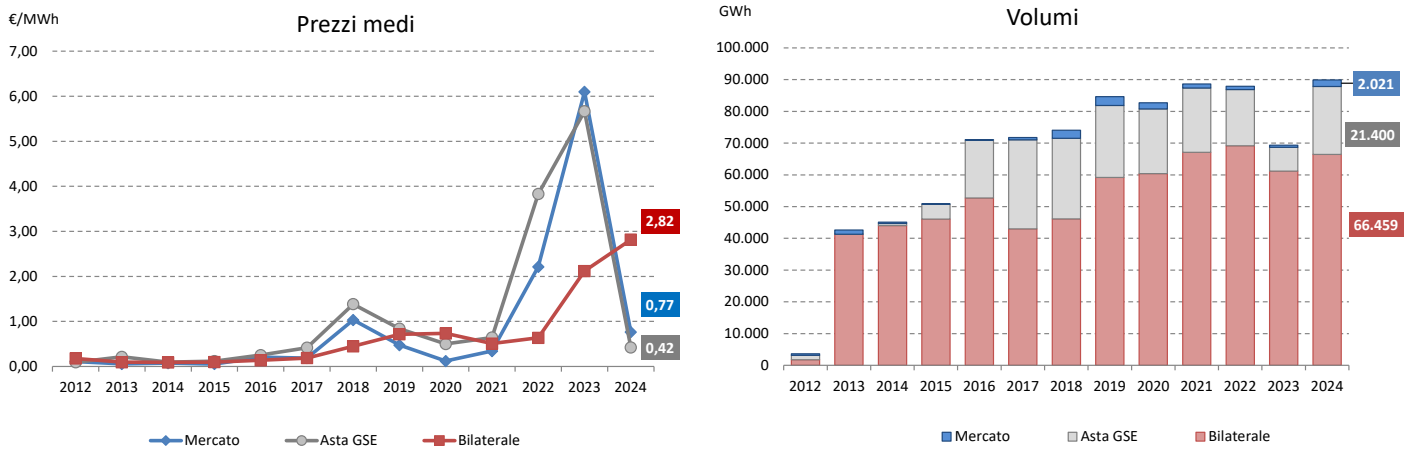


Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	-	-	--	-	-	-100,0%	-	-100,0%
Settore Elettrico	-	-	--	-	-	-100,0%	-	-100,0%
Settore Gas	-	-	--	-	-	-	-	-
Bilaterali	3,24	-11,9%	0,00	10,00	238.469	-59,0%	771.486	-63,9%
Settore Elettrico	3,24	-26,8%	0,00	10,00	238.370	-50,2%	771.387	-63,5%
Settore Gas	1,00	+400,0%	1,00	1,00	99	-99,9%	99	-99,5%
con prezzo >0	4,31	+17,3%	0,50	10,00	179.126	-69,2%	771.486	-63,9%
Asta GSE	0,16	-	0,15	0,16	1.400	-	222	-
Settore Elettrico	0,16	-	0,15	0,16	1.400	-	222	-
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella 6: GO Anno di produzione 2024, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,45	-4,5%	0,30	0,50	140.810	-3,4%	62.971	-7,8%
Settore Elettrico	0,45	-4,5%	0,30	0,50	140.810	-3,4%	62.971	-7,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	3,49	+28,7%	0,00	7,40	3.695.571	-13,7%	12.885.891	+11,1%
Settore Elettrico	3,49	+28,7%	0,00	7,40	3.695.571	-13,7%	12.885.891	+11,1%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	3,64	+34,5%	0,04	7,40	3.536.520	-17,4%	12.885.891	+11,1%
Asta GSE	0,34	-	0,10	1,00	5.656.862	-	1.895.919	-
Settore Elettrico	0,34	-	0,23	0,46	5.447.662	-	1.874.368	-
Settore Gas	0,10	-	0,10	1,00	209.200	-	21.551	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

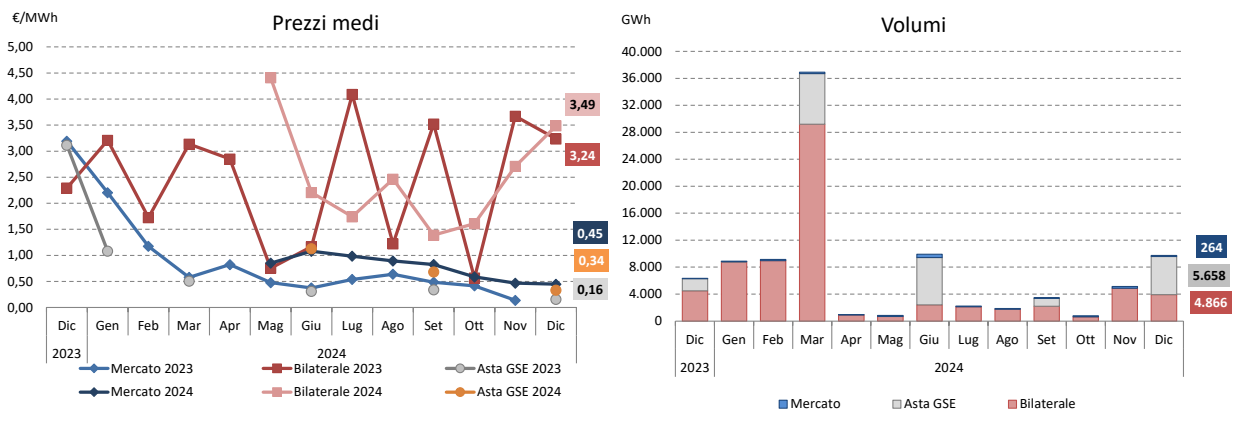


Figura 6: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

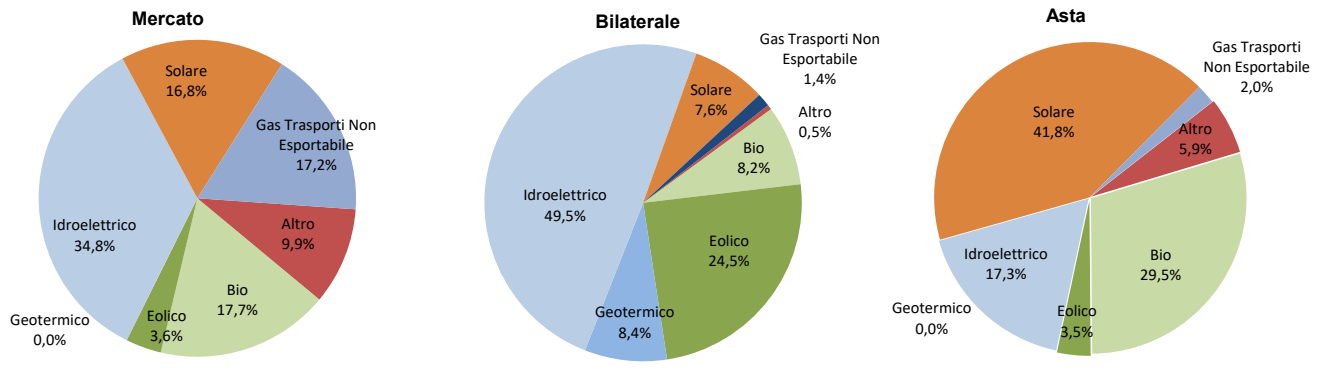
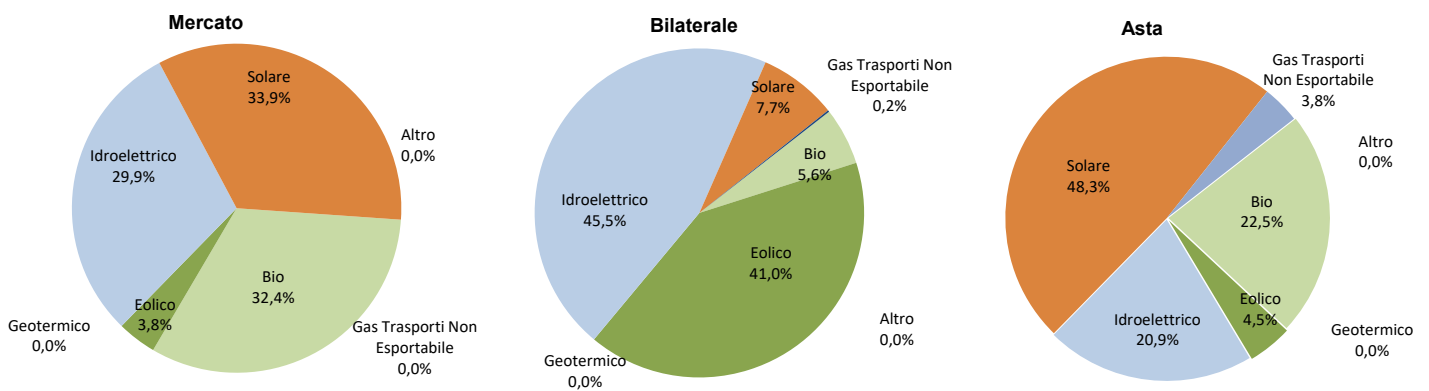


Figura 7: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



IL MERCATO EUROPEO DEL GAS NELL'INVERNO '24/'25

di Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

L'aumento degli ultimi mesi è stato determinato da temperature inferiori a quelle dei precedenti due anni e da una ventosità molto bassa, soprattutto per tutto novembre e la prima decade di dicembre. La stasi di vento, che ha colpito soprattutto la Germania dove la tecnologia eolica copre ormai circa il 30% del mix elettrico del Paese (onshore + offshore), ha determinato un significativo aumento della domanda di produzione termoelettrica a gas. Ciò ha messo in evidenza come, nonostante la riduzione dei consumi gas complessivi per l'avanzare della nuova capacità elettrica da fonti rinnovabili intermittenti (nel 2024 eolico e fotovoltaico hanno coperto quasi il 30% della generazione elettrica UE³), le centrali a gas svolgano un ruolo cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico europeo, costituendo uno strumento fondamentale di flessibilità per la copertura della domanda elettrica quando la produzione rinnovabile non programmabile diminuisce per ragioni meteo. Inoltre, la stasi di vento tende a verificarsi in fasi in cui le temperature sono più fredde in Europa (situazioni di alta pressione invernale), quando cioè aumenta il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti, un secondo fattore simultaneo che può amplificare i picchi di domanda di gas, la cui entità e durata sono difficili da prevedere. In sostanza, l'uso del gas per la produzione elettrica è diventato più volatile, meno prevedibile e soprattutto più anelastico ai prezzi rispetto a pochi anni fa⁴.

In Italia, si sono registrati consumi sostanzialmente in linea con l'anno precedente per circa 60 mld mc, grazie ad un recupero negli ultimi mesi per i motivi anzidetti con riferimento all'intera area UE. Molto contenute anche le variazioni annue per settore di impiego: se industriale e prelievi delle reti di distribuzione (questi ultimi diretti principalmente al residenziale e servizi) hanno segnato

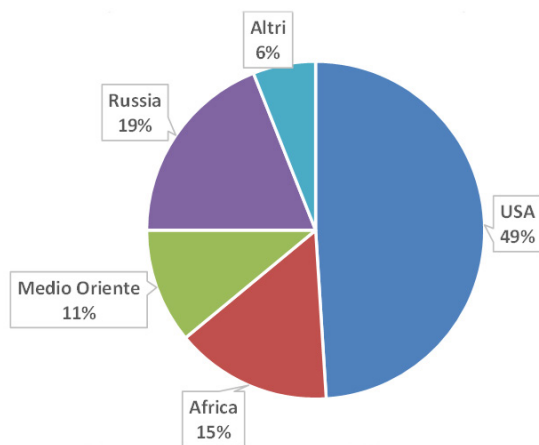
rispettivamente un incremento dell'1,6% e del 2,2%, i consumi destinati alla generazione elettrica sono scesi dell'1,4% nonostante l'aumento sensibile nell'ultima parte dell'anno⁵.

Le importazioni

Dei circa 300 mld mc importati dall'UE nel 2024, il 38% circa è stato GNL, rispetto al 42% del 2023 e al 20% del 2021⁶. Le cifre confermano il ruolo centrale assunto dal gas liquefatto per sostituire progressivamente il gas russo a partire dal 2022, nonostante la flessione dell'anno appena concluso (circa 20 mld mc in meno importati) dovuta ad una buona regolarità (e presumibilmente maggior convenienza) dei flussi via gasdotto, alla maggior disponibilità degli stoccaggi nell'inverno '23/'24, alle problematiche di transito attraverso il Mar Rosso per gli attacchi degli Houti (nessuna nave è transitata da gennaio a giugno 2024⁷), del premium offerto dall'Asia per attrarre più carichi.

Dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, l'Europa ha aggiunto 58,5 mld mc cubi di nuova capacità di rigassificazione di cui 50,8 mld mc in UE: questo incremento comprende 47,7 mld mc di unità di rigassificazione e stoccaggio galleggianti (FSRU) e 10,8 mld mc per ampliamento di terminali già esistenti. I Paesi che hanno aggiunto più capacità di rigassificazione da febbraio 2022 sono Germania (16 mld mc), Paesi Bassi (13), Turchia (7,7), Italia (7,5), Francia (6,5) e Finlandia (5)⁸. Anche nel 2024 sono gli Stati Uniti a confermarsi come primo fornitore di GNL dell'UE, coprendo una quota sull'import complessivo di GNL di quasi il 50%; segue la Russia per un valore prossimo al 20% (oltre 19 mld di mc) e i Paesi africani per il 15%; infine il Medio Oriente con l'11%, in ragione principalmente dei minori carichi in partenza dal Qatar per le citate tensioni geopolitiche che hanno ridotto i transiti attraverso il Canale di Suez (fig.1).

Fig. 1 Provenienza delle importazioni GNL dell'UE nel 2024

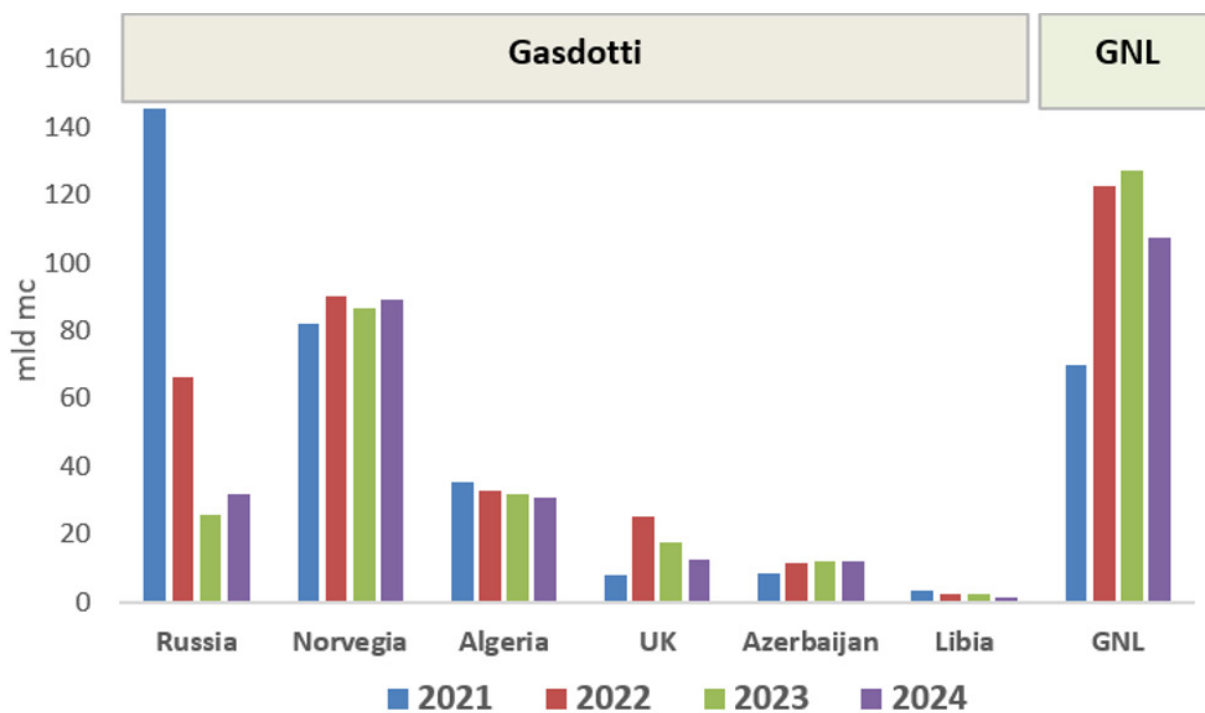


Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

Le importazioni via gasdotto (fig.2) sono rimaste in linea con l'anno precedente, intorno ai 185 mld mc, con la Norvegia che conta per il 50% del gas arrivato in UE via pipeline, seguita dall'Algeria con il 17%. Più distanti Azerbaijan e UK con il 7% a testa e quindi la Libia con l'1% circa. Non perfettamente verificabile la quota complessiva di origine russa, in quanto se per le forniture residue attraverso il gasdotto ucraino sono calcolabili circa 15 mld mc (37-42 ml mc/giorno), altri volumi sono assorbiti dai Paesi UE (Ungheria soprattutto, ma potenzialmente anche Romania e Grecia) con provenienza dal gasdotto Turkstream, che attraverso il Mar Nero fornisce di gas russo principalmente la Turchia. Complessivamente per l'UE è stimabile una quota annua di provenienza russa nel 2024 del 15-17% circa⁹ (30 mld mc complessivamente), ma il dato presenta qualche incertezza riguardo l'entità dei prelievi dal Turkstream. Più definibile il gas russo transitato attraverso l'Ucraina, che è uscito da questo Paese

esclusivamente verso la Slovacchia a un ritmo di 37-42 ml mc/giorno. A questa fornitura, in Slovacchia si sono aggiunti 5-10 ml mc/giorno di importazioni nette dall'Ungheria. Del complesso di questi volumi, 5-15 ml mc/giorno sono stati forniti al mercato slovacco, 25-30 ml mc/giorno sono stati consegnati in Austria e il resto (5-15 ml mc/giorno) è stato riesportato dalla Slovacchia alla Repubblica Ceca¹⁰. Come ormai noto, dal 1° gennaio sono terminate queste forniture essendosi concluso il contratto di transito con la Russia che per volontà di Kiev non è stato più rinnovato, ma con la Commissione UE che ha dichiarato il "non interesse" dell'Unione alla continuazione di tale fornitura indicando rotte alternative di approvvigionamento «per portare i volumi necessari» in Europa, ossia «quattro principali percorsi di diversificazione, con volumi provenienti principalmente dai terminali GNL in Germania, Grecia, Italia e Polonia ma forse anche dalla Turchia»¹¹.

Fig. 2 Importazioni UE 2021-2024 tramite gasdotti e GNL



Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

In sostanza verranno meno per l'UE 15 mld mc/anno pari al 5% delle importazioni complessive del 2024. La cessazione del transito attraverso l'Ucraina avrà un impatto principalmente su Slovacchia e Austria, dove le maggiori aziende gassiere nazionali (SPP e OMV) detengono ancora contratti a lungo termine con Gazprom. Un impatto a catena sarà avvertito nella Repubblica Ceca e in Italia, dove volumi hanno continuato a essere scambiati attraverso il confine, anche se gli acquirenti cechi e italiani non acquistano più direttamente da Gazprom. In sostanza, seppur con scarso effetto in termini di sicurezza complessiva per le forniture UE, l'impatto sui prezzi si è fatto sentire, contribuendo significativamente ad una tendenza rialzista.

In Italia, le importazioni complessive sono state di 58,7 mld mc, il 3% in meno rispetto al 2023. Il 75% sono giunte via gasdotto e il 25% via GNL. Mentre i flussi via gasdotto sono rimasti in linea con il 2023 (-1%), quelli di gas liquefatto sono calati del 10% per ragioni riconducibili alle cause prima esposte a livello europeo e per specifiche ragioni nazionali, quali le fermate per manutenzione dei terminali di Livorno (Olt) e Panigaglia. L'Algeria è rimasta complessivamente il primo fornitore (36%) seppur in calo rispetto al 2023 (-8,6%), segue l'Azerbaijan (17,5%) in crescita del 4%, i volumi rigassificati a Rovigo (15,3%) prevalentemente di origine qatarina in aumento del 3%, quindi quelli entrati a Passo Gries dal Nord Europa (10% ma in calo dell'8,6%) e quelli da Tarvisio provenienti da est (9%) che hanno segnato un forte rimbalzo (+114%). In netto calo invece le riesportazioni a causa di un contesto sfavorevole di differenziali di prezzo con i Paesi vicini (solo 321 mln mc, ossia -84,2% rispetto ai 2 mld mc del 2023).

Produzione e flessibilità lato offerta

Con la chiusura del giacimento di Groningen e l'invecchiamento di altri siti produttivi minori, la produzione UE e UK di gas naturale è continuata a diminuire ed è valutabile nel 2024 in circa 30 mld mc nei paesi dell'Unione e 35 nel Regno Unito¹². Il continuo declino della produzione interna e in particolare la perdita della modularità stagionale offerta da Groningen, ha ridotto la flessibilità dell'offerta gas europea, proprio mentre il mercato la richiederebbe, invece, crescente. La situazione è stata peggiorata anche dalla riduzione delle forniture dai gasdotti russi all'Europa a partire dal 2022, anche se in parte compensata dalla debolezza della domanda complessiva di gas e dall'aumento del GNL con la flessibilità che tale fornitura può offrire¹³.

Come dimostrato dalla recente esperienza di inizio inverno 2024, con stasi eolica e basse temperature, l'Europa ha bisogno di una flessibilità nell'approvvigionamento di gas che vada oltre le variazioni stagionali della domanda e che sia in grado di far fronte alle sue fluttuazioni giornaliere o periodiche causate da fasi fredde e/o da cali della disponibilità rinnovabile elettrica. Questa flessibilità è oggi fornita dalla capacità di importazione e rigassificazione di GNL e dalla capacità di stoccaggio che possono lavorare congiuntamente in risposta alle impennate della domanda. Ma di ciò si dovrà tenere sempre più conto

nelle future politiche di approvvigionamento e di gestione delle riserve, per ragioni di sicurezza degli approvvigionamenti e per ridurre i picchi di prezzo in un mercato dove i valori si formano in base agli scambi a breve termine agli hub.

Gli stoccaggi

Per l'estrema mitezza dello scorso inverno e una domanda complessivamente debole anche per usi industriali e termoelettrici, la stagione di erogazione 2023/2024 era terminata con gli stoccaggi ancora pieni per oltre la metà della loro capacità, livello che nel corso dei mesi successivi ha consentito una non problematica ricostituzione delle scorte: già a fine maggio i siti erano pieni al 70%, mentre il target del 90% è stato raggiunto il 20 agosto, ben prima della data obiettivo fissata dalla Commissione UE (fine ottobre). Si tratta di uno dei fattori che ha consentito una minor necessità di import di GNL. Il 2024 si è chiuso però con livelli di riempimento inferiori ai due anni precedenti per un maggior ricorso alle scorte dovuto alle cause prima indicate, ossia più alti consumi per riscaldamento e per produzione termoelettrica: al 31 dicembre 2024 i siti UE erano pieni al 72,1% rispetto all'86,3% dello stesso giorno del 2023 e all'83,4% del 2022; ma ciò soprattutto significa quasi 15 mld mc in meno disponibili rispetto al 2023 (-10 in confronto al 2022) per affrontare il prosieguo della stagione invernale¹⁴.

Non si tratta di una situazione di rischio per la continuità fisica degli approvvigionamenti, ma che, in caso di prosecuzione dell'inverno con condizioni meteo sfavorevoli o per altre cause che necessitino maggiori prelievi, impatterà sicuramente sui prezzi anche nel corso dei mesi estivi per i maggiori volumi necessari alla ricostituzione delle scorte. Inoltre l'UE ha rivisto gli obiettivi intermedi di riempimento, aumentando dal 45% al 50% la soglia del 1° febbraio.

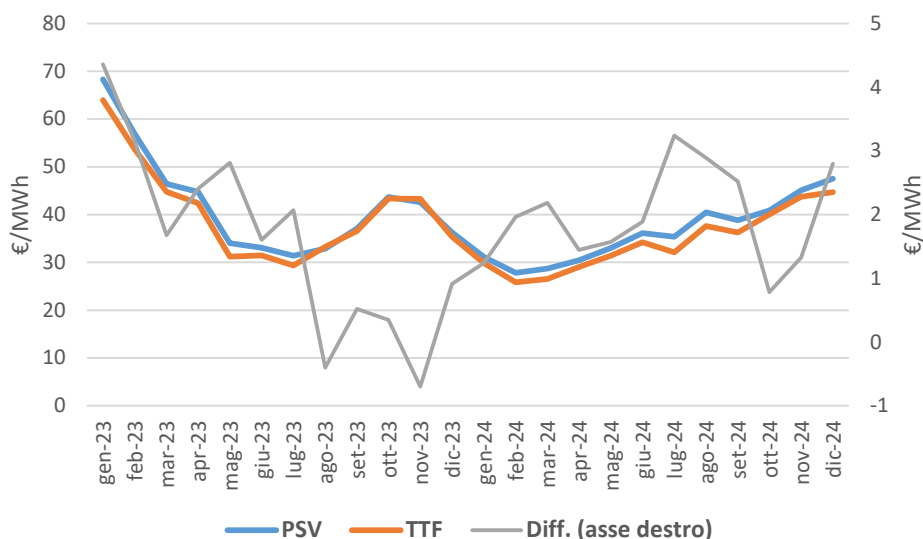
Le dinamiche di prezzo nel 2024

Durante lo scorso inverno, pur in un mercato del GNL complessivamente corto, la mitezza delle temperature e la complessiva debolezza della domanda, unita all'elevato livello delle scorte e ad approvvigionamenti da gasdotto senza problematiche rilevanti, avevano determinato un calo sensibile dei prezzi agli hub, che dai 43 €/MWh di novembre 2023 erano scesi ai 26-28 €/MWh di febbraio/marzo. Nel secondo trimestre dell'anno si è assistito però ad una prima fase di rialzo, con valori che a giugno erano risaliti a 34 €/MWh al TTF olandese e a 36 €/MWh al PSV (Fig.3). Con l'Europa molto dipendente dal gas norvegese via condotta e sempre più esposta agli andamenti del mercato del GNL, questi primi rincari possono essere ricondotti a ripetute manutenzioni sugli impianti norvegesi, ad una fase di aumento della concorrenza asiatica sul GNL, ai primi effetti delle incertezze circa la disponibilità del gas russo, all'accresciuta criticità del quadro geopolitico. I prezzi hanno incominciato quindi ad incorporare un risk premium che aumenterà nel corso dei mesi. La prima fase di rialzo ha poi conosciuto in luglio una sostanziale stabilizzazione dei

valori, che però hanno ripreso a salire in agosto soprattutto a seguito dell'attacco ucraino nella regione russa di Kursk, dove è ubicato il punto di interconnessione Russia-Ucraina del gasdotto di transito verso l'Europa. Nonostante i flussi siano poi continuati di fatto a fluire regolarmente nelle

dimensioni precedenti all'evento bellico, il mercato ha reagito con un significativo aumento: il TTF è salito del 17% a 37,5 €/MWh in media mensile; più elevati i valori al PSV, che con 40,5 €/MWh (+14% vs. luglio) raggiungeva un premio sul TTF di 4 €/MWh¹⁵.

Fig. 3 Prezzi mensili al PSV e al TTF (2023-2024)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts

Dopo un nuovo intermezzo stabile in settembre, nell'ultimo trimestre del 2024 le quotazioni hanno ripreso a salire progressivamente: al PSV, in media mensile, gli spot sono passati dai 39 €/MWh di settembre ai 47,5 €/MWh (+22%) di dicembre, con punte giornaliere sui 49-50 €/MWh. Al TTF olandese le quotazioni sono salite da 36 €/MWh a 44,5 €/MWh (+16%). Le principali cause che hanno sostenuto questa ulteriore fase di rialzo sono individuabili: a) nella crescita della domanda causata dai già più volte citati fattori meteo; b) nel conseguente maggior ricorso agli stoccaggi; c) nella conferma dell'impossibilità di un'estensione oltre fine 2024 dell'accordo di transito del gas russo in Ucraina; d) nel ritardo nell'entrata in funzione di nuovi liquefattori (soprattutto in USA) che, insieme a blocchi in alcuni punti di transito (Panama, Suez), hanno continuato a mantenere corto il mercato mondiale del GNL; e) nel contesto geopolitico internazionale sempre molto incerto. Già a metà novembre una sentenza favorevole alla compagnia austriaca OMV in un contenzioso con Gazprom aveva avuto come conseguenza l'interruzione delle forniture russe di gas alla società di Vienna, episodio che aveva contribuito per alcuni giorni ad alimentare un rally delle quotazioni. Tuttavia, i timori di un ammanco di gas sul mercato si sono poi affievoliti, in quanto i volumi prima destinati a OMV sono stati acquistati da altri operatori europei. Ma ciò, unito all'episodio prima citato dell'attacco militare di Kiev in territorio russo, testimonia

comunque la costante preoccupazione del mercato circa il venire meno delle forniture russe attraverso Europa centrale.

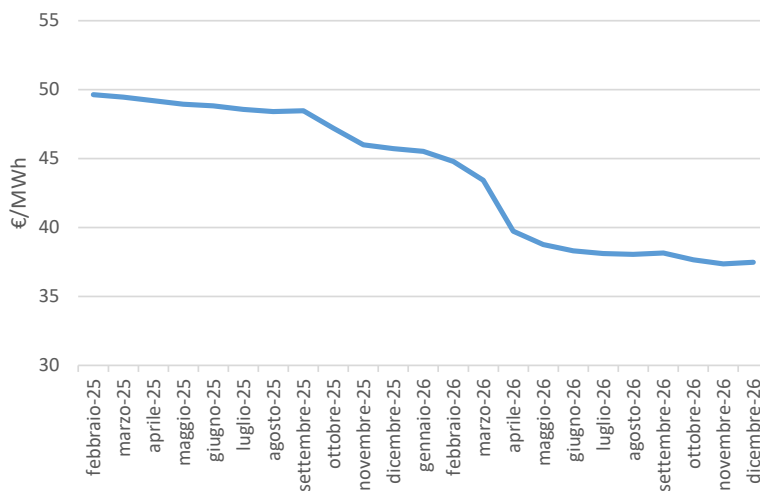
Un outlook per il 2025 e le attese sul GNL

I fattori chiave per i prossimi mesi sembrano rappresentati: a) dall'andamento meteorologico; b) dalle modalità di sostituzione del gas russo. Si tratta di due elementi che, in un contesto di limitata flessibilità verso l'alto delle importazioni dai gasdotti, possono comportare un più ampio ricorso ai prima citati strumenti di flessibilità del mercato europeo: crescita dei prelievi da stoccaggio con conseguente necessità di ingenti iniezioni nei siti nell'estate del 2025, maggiore ricorso alle importazioni di GNL, che, in un mercato ancora corto, porterebbe a prezzi più elevati per attrarre in Europa carichi aggiuntivi. Nel medio-lungo termine molto dipenderà dai ritmi con cui la nuova capacità di liquefazione programmata si renderà disponibile. Nel 2024 si stima che il mercato globale del GNL sia cresciuto solo del 2%, ben al di sotto della media annuale 2019-2023 del 6,6%. La crescita però sembra destinata ad accelerare nel 2025, tenendo conto delle decisioni finali di investimento prese negli ultimi anni e dei progetti in costruzione per la realizzazione di nuova capacità. Il Nord America è destinato a rappresentare l'80% dell'offerta incrementale globale di GNL nel 2025, con oltre il 60% di questi volumi provenienti dagli Stati Uniti¹⁶, diventato il più

grande esportatore di GNL al mondo. In particolare, l'impianto statunitense Plaquemines (Louisiana; capacità nominale 18 mld mc) ha spedito in Germania il primo carico a fine dicembre e nel 2025 dovrebbe essere pronto l'ampiamiento del terminale di Freeport (Texas). Anche l'impianto LNG Canada (19 mld mc) è atteso entrare in esercizio quest'anno. Pure Africa e Messico dovrebbero contribuire ad un aumento della disponibilità di liquefazione entro fine 2025. L'analisi dei

prezzi attuali dei futures sul mercato riflette questa attesa. I prodotti mensili a termine mostrano un calo soprattutto a partire dalle scadenze dell'estate e del prossimo autunno, riduzione che diventa via via più sensibile per quelle del 2026 (Fig.4). I prodotti annuali "Calendar" al TTF indicano attualmente i seguenti valori, a scendere per i diversi anni successivi: Cal 26 pari a 39,5 €/MWh, Cal 27 a 31,5 €/MWh, Cal 28 a 26,3 €/MWh.

Fig. 4. Curva forward del valore dei "prodotti mensili" al TTF



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts

Non sono tuttavia da escludere nuove dilazioni nell'entrata in funzione dei terminali, come avvenuto già nel 2024, che prolungherebbero l'attuale quadro e procrastinerebbero l'attesa diminuzione dei prezzi. Inoltre, anche il contesto geopolitico

internazionale continuerà a rappresentare un importante fattore di condizionamento dei mercati durante l'anno, mantenendo le quotazioni del gas ancora incerte e volatili nella loro ricerca di una nuova situazione di equilibrio dopo la grande crisi.

¹ IEA, Global Gas Security Review (ottobre 2024); GEFC, Monthly Gas Report (dicembre 2024);

² GEFC, ibidem; OIES, Dunkelflaute: Driving Europe Gas Demand Volatility (dicembre 2024);

³ Elaborazioni RIE su dati Fraunhofer Institute;

⁴ OIES, ibidem;

⁵ Elaborazioni RIE su dati provvisori SNAM;

⁶ Elaborazioni RIE su dati Bruegel;

⁷ Gugliotta A., Suez, Panama e gli altri: le strettoie dell'energia, Newsletter GME n.185, ottobre 2024;

⁸ IEEFA, European LNG Tracker, update, settembre 2024;

⁹ Elaborazioni RIE su dati Bruegel;

¹⁰ OIES, European Gas Market Supply & Demand: Winter Outlook 2024/25, novembre 2024;

¹¹ Commissione Europea;

¹² Elaborazioni RIE su dati GEFC;

¹³ OIES, Dunkelflaute: Driving Europe Gas Demand Volatility (dicembre 2024);

¹⁴ Fonte: dati GIE. Più in linea con quello dei due anni precedenti lo stato degli stoccaggi italiani: al 31 dicembre 2024 i siti sono risultati pieni per il 78,8% in confronto all'81,3% dell'anno prima e la differenza in termini di volumi ancora disponibili è minima essendo di circa 220 mil mc;

¹⁵ In effetti, in agosto e per parte di settembre il mercato italiano si è trovato più corto, in quanto - in un contesto di elevata domanda per usi termoelettrici a causa del caldo persistente - al fuori servizio del terminale di Livorno si è aggiunta la riduzione dell'import dall'Algeria per manutenzioni sul gasdotto. Il price premium del PSV ha così riflesso la necessità di attrarre carichi di GNL;

¹⁶ IEA, ibidem.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n.450 del 20 dicembre 2024 recante "Approvazione delle modifiche alla disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale" | pubblicato il 24 dicembre 2024 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con Decreto ministeriale 20 dicembre 2024, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha approvato le modifiche predisposte dal GME alla "Disciplina del mercato del gas naturale" (Disciplina MGAS), al "Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico" (Disciplina ME) e al "Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale" (Regolamento P-GAS). In particolare, con il succitato Decreto il MASE ha approvato, rispettivamente:

i. le modifiche urgenti alla Disciplina MGAS¹ - entrate in vigore in data 30 gennaio 2024 - apportate al fine di eliminare la possibilità per gli operatori di presentare offerte senza limite di prezzo nell'ambito dei mercati del gas a negoziazione continua;

ii. le modifiche urgenti alla Disciplina ME, alla Disciplina MGAS e al Regolamento P-GAS² - entrate in vigore in data 1 ottobre 2024 - apportate per adempiere ai nuovi obblighi introdotti dal Regolamento (UE) n. 2024/1106 ai fini della trasmissione da parte del GME ad ACER, per conto di ciascun operatore, dei dati riguardanti le operazioni compiute nei suddetti mercati dall'operatore stesso;

iii. le modifiche alla Disciplina ME, funzionali a recepire - con efficacia dal 1° gennaio 2025, inteso come giorno di flusso del mercato elettrico - le disposizioni introdotte dall'ARERA con Deliberazione n.345/2023/R/EEL e ss.mm.ii. relativamente al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), nonché le ulteriori disposizioni di cui al D.M. MASE n.151 del 18 aprile 2024 ai fini: i) della valorizzazione ai prezzi zonal delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP); ii) del calcolo del prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del MGP; e iii) dell'introduzione della componente compensativa a seguito del superamento del prezzo unico nazionale.

A completamento si segnala che con apposito comunicato, pubblicato in data 31 dicembre 2024, il GME ha reso noto agli operatori l'acquisto dell'efficacia delle modifiche alla Disciplina ME introdotte al fine di dare attuazione alle disposizioni di cui al TIDE, nonché ai fini dell'introduzione nel mercato elettrico della soprarichiamata componente compensativa.

Delibera 552/2024/R/eel del 17 dicembre 2024 | "Approvazione delle modifiche al regolamento per la Piattaforma Conti Energia (PCE) e verifica di conformità dello schema di convenzione fra Terna S.p.A. e Gestore

dei Mercati Energetici S.p.A., funzionali all'implementazione del TIDE" | pubblicata il 19 dicembre 2024 | Download <https://www.arera.it>

Nell'ambito delle attività funzionali all'avvio del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), con la Deliberazione n. 552/2024/R/eel l'ARERA ha approvato le proposte di modifica al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (Regolamento PCE) e alle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF PCE), predisposte dal GME, rispettivamente, ai sensi dell'Art.3, commi 3.5 e 3.6, e ai sensi dell'Art.4, comma 4.4, del medesimo Regolamento.

Le suddette modifiche, oltre a dare esecuzione alle disposizioni funzionali all'avvio del TIDE, recepiscono altresì le ulteriori disposizioni dettate da ARERA con la Deliberazione n. 304/2024/R/EEL ai fini dell'introduzione della componente compensativa sul mercato elettrico, in esito al superamento del prezzo unico nazionale disposto dal MASE con il D.M. n.151 del 18 aprile 2024³.

Con il medesimo provvedimento, l'ARERA ha inoltre approvato le proposte di modifica alla Convenzione in essere tra GME e Terna, volte a disciplinare i flussi informativi necessari all'attuazione delle disposizioni di cui al suddetto TIDE.

Al riguardo si segnala che, con comunicato del 30 dicembre 2024, il GME ha reso noto agli operatori l'entrata in vigore delle modifiche introdotte in ambito PCE al fine di dare esecuzione alle disposizioni sopra richiamate a partire dal giorno di flusso 1 gennaio u.s..

Delibera 539/2024/R/eel del 10 dicembre 2024 | "Modifiche di dettaglio al TIDE funzionali all'avvio della relativa fase transitoria di implementazione" | pubblicata l'11 dicembre 2024 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione n. 539/2024/R/eel, l'ARERA ha previsto ulteriori modifiche al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), in vista dell'avvio operativo della prima fase attuativa dello stesso.

In particolare, per quanto riguarda le attività di programmazione degli impianti sul mercato elettrico, con tale provvedimento l'Autorità ha previsto, inter alia, che anche nella fase "a regime" la verifica di coerenza dei programmi per ogni fornitore di risorse di bilanciamento (BRP) e per ogni zona d'offerta, debba continuare a svolgersi in maniera distinta e separata tra immissioni (i cui programmi devono essere coerenti con la posizione commerciale netta in immissione) e prelievi (i cui programmi devono essere coerenti con la posizione commerciale netta in prelievo), anziché compensando

immissioni e prelievi come previsto nella precedente versione del TIDE.

Tale modifica, adottata anche a seguito delle criticità segnalate dallo stesso GME, è volta a garantire che il “PUN Index GME” rispetti la propria finalità di prezzo di riferimento dell'energia scambiata nell'ambito del mercato del giorno prima (MGP) – riferimento, quest'ultimo, che diversamente rischiava di perdere rappresentatività – nonché che l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia sul mercato sia effettuato nel rispetto del quadro normativo vigente, ovvero in applicazione del criterio di “dispacciamento di merito economico” stabilito dall'Art.5, comma 2, del D.lgs. 79/99 (i.e. Merit order).

Tra le altre modifiche, oltre a ulteriori adeguamenti di dettaglio, si segnala l'eliminazione dal testo TIDE dei riferimenti alla Piattaforma europea T.E.R.R.E. - in coerenza con quanto previsto dalla Deliberazione 449/2024/R/eel⁴ e con la versione del Codice di Rete di Terna positivamente verificata dalla stessa ARERA - nonché l'introduzione di previsioni di raccordo tra tutti i provvedimenti dell'Autorità che richiamano la precedente Delibera n.111/06 e le analoghe disposizioni contenute nel TIDE stesso.

Il provvedimento di cui trattasi ha inoltre previsto di rendere disponibile agli operatori la versione aggiornata del TIDE, corredata da note esplicative, anche al fine di dare seguito a eventuali richieste di chiarimento da parte dei medesimi operatori.

Delibera 532/2024/R/eel del 3 dicembre 2024 | “Coupling unico del giorno prima e infra giornaliero, verifica delle proposte di emendamento agli schemi contrattuali tra la società Gestore dei Mercati energetici S.p.A e le controparti centrali che operano sulle frontiere italiane” | pubblicata il 5 dicembre 2024 | Download <https://www.arera.it>

Con riferimento ai progetti europei Single Day Ahead Coupling (SDAC) e Single Intra Day Coupling (SIDC), con la Deliberazione n. 532/2024/R/eel l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le proposte di modifica, predisposte dal GME S.p.A., ai contratti disciplinanti le attività di clearing e settlement con le controparti estere ai fini dell'introduzione e regolazione dei prodotti a 15, 30 e 60 minuti (“Intervalli di Mercato Multipli”) che saranno resi progressivamente disponibili, nel corso del 2025, dal GME sui diversi comparti del mercato elettrico a pronti.

Nello specifico, le modifiche oggetto di approvazione si sono rese necessarie al fine di consentire l'introduzione sul mercato elettrico, già a partire dal giorno di flusso 1 gennaio u.s., del periodo di settlement degli sbilanciamenti a 15 minuti (c.d. Imbalance Settlement Period) previsto dal nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico-TIDE⁵ in attuazione dell'Art. 8, comma 4, del Regolamento (UE) n. 2019/943 del 5 giugno 2019.

¹ Cfr. Newsletter n.178 di febbraio 2024;

² Cfr. Newsletter n.185 di ottobre 2024;

³ Cfr. Newsletter n. 181 di maggio 2024;

⁴ Cfr. Newsletter n. 187 di dicembre 2024;

⁵ Cfr. news precedenti.

Gli appuntamenti

21 gennaio

L'agenda strategica dell'Ue: anticipiamo il futuro. Il foresight strategico

Udine, Italia

Organizzato da Rea

<https://www.informest.it>

21 gennaio

Avvio e sviluppo delle CER: esperienze, problemi e opportunità

Roma, Italia

Organizzato dall'IRCAF

<https://ircaf.it>

21-24 gennaio

Oil and Gas Iraq Expo 2025

Basrah, Iraq

Organizzato da Ogep

<https://iraqoilgas.com>

23 gennaio

VII Energy Conference

Palermo, Italia

Organizzato da Energia Italia

<https://energiaitalia.info>

23-25 gennaio

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Miami, FL., Usa

Organizzato da Common Ground Research Network

<https://on-climate.com/2025-conference>

27-31 gennaio

Mercati elettrici e BESS

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/is-eventi>

29 gennaio - 1 febbraio

CFO Utilities Conference

Milano, Italia

Organizzato da Agici

<https://www.elettricitafutura.it>

29 gennaio - 1 febbraio

Klimahouse 2025

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<https://www.fierabolzano.it/it/klimahouse/home>

29-30 gennaio

Fieragricola Tech

Verona, Italia

Organizzato da Veronafiore

<https://www.fieragricola.it/category/fieragricola-tech/>

30 gennaio

Digitalization and Decarbonization Report

Milano, Italia

Organizzato da ES Politecnico di Milano

<https://www.energystrategy.it>

30 gennaio

Innovation Fund Info Day

Roma, Italia

Organizzato da Mase e Confindustria

<https://www.confindustria.it>

4 febbraio

Sustainability Global Summit 2025

Milano, Italia

Organizzato da TEHA

<https://www.aggiornamentopermanente.it>

4-7 febbraio

Energy Storage

Corso online

Organizzato da Infocus International

<http://www.infocusinternational.com/energystorage-online>

6 febbraio

DFBC Sustainability Talks: Ideas on sustainability for a new humanism 2024/2025

Venezia, Italia

Organizzato da Università di Venezia Ca' Foscari

<https://www.unive.it/data/agenda/1/95495>

12-13 febbraio

Mastering Solar Power

Corso online

Organizzato da Infocus International

<https://www.infocusinternational.com/solar-online>

12-13 febbraio

Acquafarm

Pordenone, Italia

Organizzato da Pordenone Fiere

<https://www.aquafarm.show>

17-19 febbraio

The Energy Summit

Evento online e in presenza
Boston, Ma, Usa
Organizzato da CO-IN SYMPOSIA
<https://futureenergymeet.com>

28 febbraio - 2 marzo

International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications Evento online e in presenza

Dubai, Emirati Arabi Uniti
Organizzato da Science and Engineering Institute, Usa
<http://ieea.org>

5-7 marzo

World Sustainable Energy Days 2025

Wels, Austria
Organizzato da OÖ Energiesparverband
<http://wsed.at>

5-7 marzo

KEY 2025 – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia
Organizzato da Italian Exhibition Group
<https://www.key-expo.com>

6-7 marzo

European Energy Efficiency Conference 2025

Wels, Austria
Organizzato da OÖ Energiesparverband
<http://www.wsed.at>

6-8 marzo

Italia Legno Energia

Arezzo, Italia
Organizzato da Verona Fiere
<https://italialegnoenergia.it>

11-12 marzo

Italian Geothermal Forum

Roma, Italia
Organizzato da Airu e Anighp
<https://italiangeothermal.com>

13-15 marzo

International Conference on Innovation in Renewable Energy and Power

Evento online e in presenza
Berlino, Germania
Conference Organizzato da Icirep
<https://www.icirep.org>

2-3 aprile

Heat Pump Technologies

Milano, Italia
Organizzato da RX Events
<https://www.heatpumptechnologies.it>

4-5 aprile

Lo Scenario dell'Economia e della Finanza 2025

Cernobbio, Italia
Organizzato da TEHA
<https://www.ambrosetti.eu>

8-10 aprile

OMC Med Energy 2025

Ravenna, Italia
Organizzato da OMC
<https://www.omc.it/en>

15 aprile

E-Tech Europe 2025

Bologna, Italia
Organizzato da E-Tech
<https://e-tech.show>

6-7 maggio

REbuild 2025

Riva del Garda, Italia
Organizzato da Rebuild Italia
<https://rebuilditalia.it/it/programma>

6-7 maggio

Intersolar Europe

Monaco di Baviera, Germania
Organizzato da Messe München
<https://www.intersolar.de/home>

14-16 maggio

NetZero Milan Expo-Summit

Milano, Italia
Organizzato da Fiera Milano
<https://netzeromilan.com>

10-12 giugno

Waste Management Europe Exhibition & Conference

Bologna, Italia
Organizzato da IES Group
<https://wme-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, PUN INDEX GME, IGI e IG 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.