

APPROFONDIMENTI

LA RESILIENZA DEL CARBONE CHE, NEL 2024, SEGNA UNA NUOVA CRESCITA

di Agata Gugliotta - RIE

Nel 2024, l'anno che vede chiudere l'ultima centrale a carbone nella patria della rivoluzione industriale (Regno Unito), a livello globale, la domanda di questa fonte segna un nuovo record, in barba a tutte le previsioni che costantemente ne profetizzano un suo ridimensionamento. A crescere sono soprattutto i consumi di Cina e India che più che compensano la minore richiesta che muove dai paesi sviluppati, in primis Stati Uniti ed Europa, dove invece prosegue una politica di phase out. L'articolo si propone di tracciare le principali dinamiche di domanda e offerta che caratterizzano il mercato nell'anno appena concluso, con un focus sui paesi europei e la loro strategia di eliminazione del carbone dai mix energetici nazionali.

2024: le dinamiche contrapposte lato domanda

Considerata la "fonte energetica del passato", oggetto da anni di politiche via via più stringenti per la sua graduale sostituzione e sempre al centro di previsioni che ne prevedono il picco imminente, il carbone continua a mostrare la sua resilienza, registrando, nell'anno

appena concluso, una nuova variazione positiva. Secondo le ultime stime dell'AIE¹, nel 2024, per il terzo anno consecutivo, i consumi di carbone dovrebbero crescere di un 1%. Sebbene si tratti di un tasso inferiore rispetto al 2,5% del 2023, al quasi 5% del 2022 e al 7% del 2021, in valore assoluto, si toccano gli 8,77 mld di tonnellate, il massimo da sempre e quasi il doppio rispetto al dato di inizio secolo. Il 2024 conferma alcune tendenze già in atto da anni, in alcuni casi temporaneamente invertitesi nel 2022, segnato dalla guerra russo-ucraina, importante game changer dei mercati energetici. A ripetersi sono: 1) il dato di una domanda asiatica che continua ad aumentare, soprattutto quella che muove da Cina e India; 2) la riconferma del colosso cinese come principale consumatore di carbone al mondo (55% di tutta la domanda globale), mentre all'India spetta il primato di area a più alto tasso di crescita (+6%); 3) l'aumento dell'apporto di carbone dell'area ASEAN; 4) un nuovo massimo negli scambi commerciali; 5) il declino, ormai strutturale, dei consumi in Europa e Stati Uniti.

continua a pagina 26

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/ GENNAIO 2025

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

La resilienza del carbone che, nel 2024, segna una nuova crescita

Di Agata Gugliotta - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A partire dal 1° gennaio 2025 sono entrate in vigore le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico finalizzate al recepimento delle disposizioni introdotte dall'ARERA con Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm.ii. relativamente al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), nonché delle ulteriori disposizioni previste dal D.M. MASE 151/2024 in tema di i) valorizzazione ai prezzi zionali delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP), ii) calcolo del prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del MGP (Pun Index GME), a seguito del superamento del Prezzo Unico Nazionale. Inoltre, a partire dalla medesima data, sono stati introdotti i) nel mercato elettrico del giorno prima e nel mercato infragiornaliero in asta, i prodotti a blocchi di tipo profile, ulteriore strumento a disposizione degli operatori in fase di presentazione delle offerte sui mercati, ii) nel mercato

infragiornaliero in asta, la negoziazione di prodotti a 15 minuti, iii) nel XBID la contrattazione di prodotti a 15 minuti a fianco di quelli a 60 minuti.

Con riferimento a quanto osservato sui mercati, nel MGP il Pun Index GME si è attestato a 143,03 €/MWh (+7,96 €/MWh), seguendo la crescita registrata dai prezzi del gas e dagli acquisti (25,1 TWh), e la liquidità di mercato è salita ai suoi massimi storici, pari a 81,8%.

Sul MI i volumi negoziati sul MI si sono attestati a 2,7 TWh, con gli scambi sui due segmenti XBID pari a 0,8 TWh.

Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo sono risultati stabili o in aumento, con il baseload Febbraio 2025 che ha chiuso il periodo di contrattazione a 144,75 €/MWh.

In crescita, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A partire dal 1° gennaio 2025 sono entrate in vigore le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico per il recepimento delle disposizioni introdotte dall'ARERA con Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm.ii. relativamente al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), nonché delle ulteriori disposizioni previste dal D.M. MASE

151/2024, in tema di i) valorizzazione ai prezzi zionali delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP), ii) calcolo del prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del MGP (Pun Index GME), a seguito del superamento del Prezzo Unico Nazionale, iii) introduzione della possibilità di offrire sul mercato prodotti a blocchi di tipo profile.

PUN INDEX GME

A gennaio il Pun Index GME sale a 143,03 €/MWh (+7,96 €/MWh), attestandosi ai massimi da marzo 2023 e seguendo una dinamica comune alle quotazioni osservate sulle principali borse elettriche europee (102/136 €/MWh, +4/+10 €/MWh). La crescita del Pun Index è sostenuta dall'aumento del prezzo del gas (IGI: 49,90 €/MWh, +2,24 €/MWh) e

da acquisti in ripresa, e solo parzialmente contenuta da un aumento dei volumi rinnovabili e da importazioni nette in crescita al livello più alto da aprile 2024. La dinamica rialzista si concentra nei giorni festivi e nelle ore fuori picco, favorendo un calo del rapporto picco/baseload a 1,12 (Grafico 1 e Tabella 1).

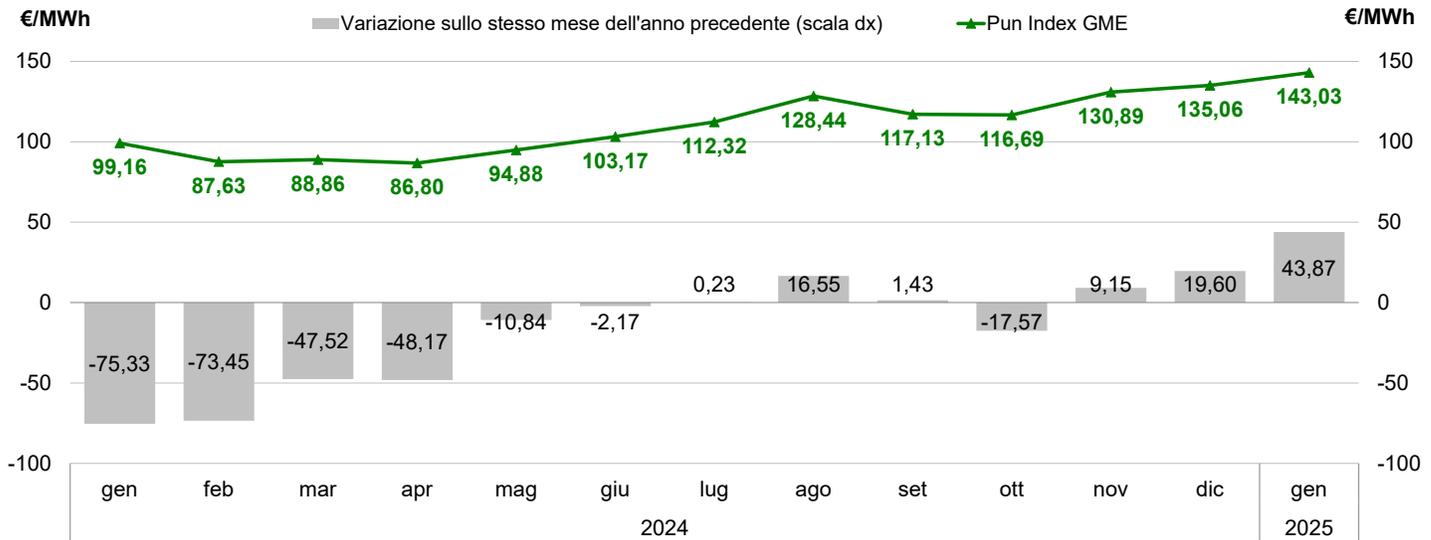
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	143,03	99,16	+43,87	+44,2%	27.637	+5,9%	33.793	+3,5%	81,8%	79,9%
<i>Picco</i>	159,58	110,34	+49,24	+44,6%	34.251	+7,9%	41.979	+4,7%	81,6%	79,2%
<i>Fuori picco</i>	134,55	93,01	+41,55	+44,7%	24.250	+5,5%	29.600	+3,6%	81,9%	80,5%
<i>Minimo orario</i>	85,00	35,20			16.629		19.978		74,9%	73,2%
<i>Massimo orario</i>	289,00	143,79			39.249		47.660		87,1%	88,0%

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



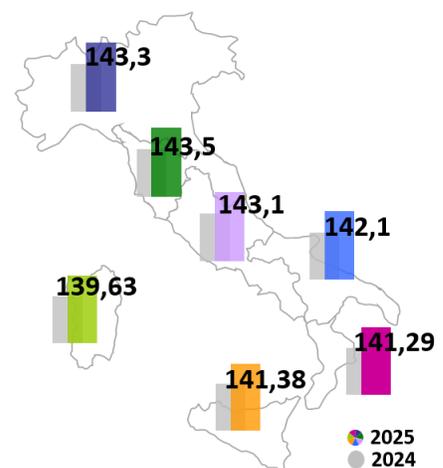
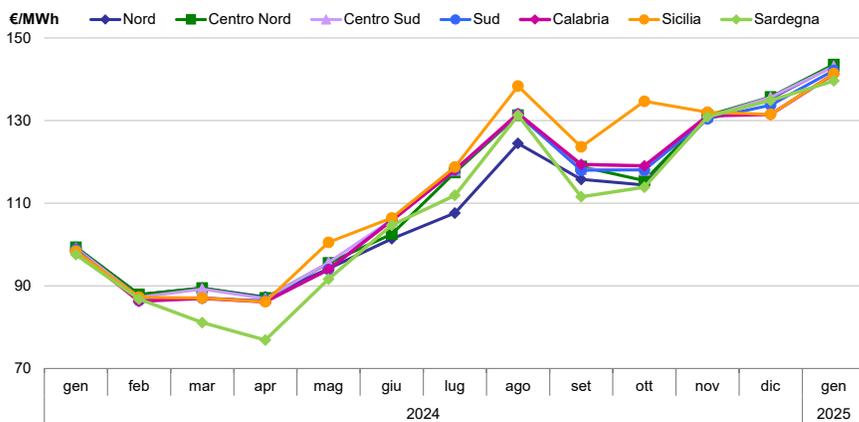
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi risultano tutti in crescita, allineandosi sui 140/144 €/MWh (+5/+10 €/MWh). Con riferimento ai valori estremi osservati sul mercato, si registrano massimi orari di

289 €/MWh in tutte le zone nella giornata di lunedì 20 gennaio e minimi orari fino a 0 €/MWh in Sardegna in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nel mese di introduzione dei prodotti a blocchi, tale modalità è stata utilizzata per circa 461 GWh di volumi offerti in vendita e 46 GWh in acquisto. Tali offerte si concentrano,

in vendita, nelle zone Calabria, Nord e Centro Sud, mentre i minori volumi di acquisto appaiono più distribuiti, con prevalenza di utilizzo al Nord (Tabella 2).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

ZONE	OFFERTE DI VENDITA (MWh)								
	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	20.745.079	9.977.083	10.767.996	122.648	39.079	83.569	20.867.727	10.016.162	10.851.565
Centro Nord	1.549.553	1.294.224	255.329	-	-	-	1.549.553	1.294.224	255.329
Centro Sud	6.177.137	2.563.042	3.614.095	111.454	40.663	70.792	6.288.591	2.603.704	3.684.887
Sud	4.922.773	2.419.208	2.503.565	35.810	9.147	26.664	4.958.583	2.428.355	2.530.228
Calabria	2.402.294	1.077.189	1.325.105	190.915	53.709	137.205	2.593.209	1.130.899	1.462.310
Sicilia	2.504.449	1.059.299	1.445.150	-	-	-	2.504.449	1.059.299	1.445.150
Sardegna	1.442.269	1.089.931	352.338	-	-	-	1.442.269	1.089.931	352.338
TOTALE NAZIONALE	39.743.553	19.479.976	20.263.577	460.827	142.598	318.229	40.204.380	19.622.574	20.581.806

ZONE	OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)								
	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	14.039.937	13.873.386	166.551	26.887	26.887	-	14.066.824	13.900.273	166.551
Centro Nord	2.129.835	2.094.197	35.638	2.709	2.709	-	2.132.544	2.096.906	35.638
Centro Sud	4.443.855	4.373.132	70.723	9.525	9.525	-	4.453.380	4.382.656	70.723
Sud	1.504.755	1.465.124	39.631	2.035	2.035	-	1.506.790	1.467.159	39.631
Calabria	490.592	478.974	11.617	994	994	-	491.585	479.968	11.617
Sicilia	1.409.210	1.384.438	24.771	2.469	2.469	-	1.411.678	1.386.907	24.771
Sardegna	710.930	691.787	19.143	977	977	-	711.907	692.764	19.143
TOTALE NAZIONALE	24.729.112	24.361.038	368.074	45.595	45.595	-	24.774.707	24.406.633	368.074

I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema sale a 25,1 TWh (+4,4% su dicembre), portandosi ai massimi dal mese di settembre 2024. La crescita dei volumi direttamente scambiati sulla borsa elettrica del GME, a 20,6 TWh (+5,5%), e il contemporaneo calo delle nomine dei programmi risultanti in esito alla PCE, a 4,6 TWh (-0,1%), spingono la liquidità del mercato al livello più alto mai osservato su base

mensile, pari all'81,8% (+0,8 p.p.). Sul lato della domanda salgono gli acquisti nazionali, a 24,4 TWh (+4,6%), con l'eccezione della Calabria, mentre scendono leggermente le esportazioni, a 0,7 TWh (-0,7%). Sul lato dell'offerta, crescono sia le vendite nazionali, a 19,6 TWh (+3,5%), sia le importazioni, a 5,5 TWh (+7,8%) e ai massimi da aprile 2024 (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.562	+5,9%	81,8%
Operatori	13.710	+14,3%	54,5%
GSE	1.405	-2,6%	5,6%
Zone estere	5.447	-8,9%	21,7%
Saldo programmi PCE	1	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	4.579	-6,1%	18,2%
Zone estere	73	-51%	0,3%
Zone nazionali	4.508	-4,7%	17,9%
Saldo programmi PCE	-1	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.142	+3,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.778	-8,8%	
OFFERTA TOTALE	45.920	-2,4%	

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.562	+5,9%	81,8%
Acquirente Unico	579	-68,0%	2,3%
Altri operatori	16.761	+15,6%	66,7%
Pompaggi	84	+699,3%	0,3%
Zone estere	733	+74,2%	2,9%
Saldo programmi PCE	2.405	-10,0%	9,6%
PCE (incluso MTE)	4.579	-6,1%	18,2%
Zone estere	2	+3524,5%	0,0%
Zone nazionali AU	34	-	0,1%
Zone nazionali altri operatori	6.949	-8,0%	27,6%
Saldo programmi PCE	-2.405	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.142	+3,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.077	+7,7%	
DOMANDA TOTALE	26.219	+3,7%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

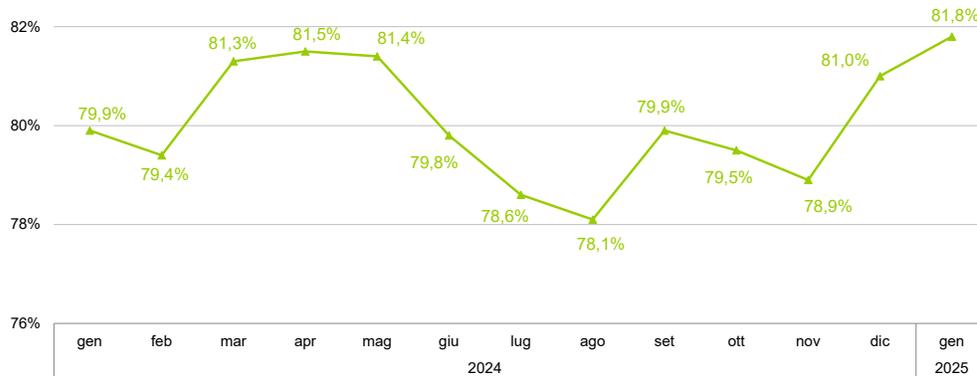


Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.868	28	+2,3%	10.016	13	+13,9%	13.900	19	+2,9%
Centro Nord	1.550	2	-5,4%	1.294	2	+0,1%	2.097	3	+1,7%
Centro Sud	6.289	8	-7,4%	2.604	3	+16,6%	4.383	6	+2,8%
Sud	4.959	7	-9,7%	2.428	3	-1,5%	1.467	2	-0,7%
Calabria	2.593	3	-2,4%	1.131	2	-2,3%	480	1	+0,7%
Sicilia	2.504	3	-3,3%	1.059	1	-9,3%	1.387	2	+1,0%
Sardegna	1.442	2	+10,6%	1.090	1	+2,7%	693	1	-2,7%
Totale nazionale	40.204	54	-1,6%	19.623	26	+8,0%	24.407	33	+2,2%
Estero	5.716	8	-7,7%	5.519	7	-9,9%	735	1	+74,6%
Sistema Italia	45.920	62	-2,4%	25.142	34	+3,5%	25.142	34	+3,5%

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

LE FONTI

A gennaio cresce la quota di energia rinnovabile venduta a livello nazionale, portandosi al 37,9% (+0,9%). In particolare, si registra un aumento sia delle vendite idriche, soprattutto al Nord (+0,4 GWh medi), sia del solare, mentre i volumi

eolici, nonostante il calo, si mantengono su livelli elevati. L'apporto delle fonti tradizionali cala in quota al 61,1%, pur risultando le vendite dei cicli combinati ai massimi da agosto 2023 (-1,4%) (Tabella 6, Grafico 4).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.254	+21,6%	695	-4,8%	1.903	+26,8%	1.591	+22,6%	1.116	+5,3%	572	-31,9%	984	-4,2%	16.116	+14,6%
Gas	8.197	+22,3%	641	-5,4%	1.660	+30,4%	1.349	+24,2%	1.019	+4,0%	541	-31,1%	519	-2,0%	13.927	+15,7%
Carbone	0	-	-	-	0	-100,0%	0	-	0	-	-	-	372	-9,5%	372	-20,2%
Altre	1.057	+16,9%	54	+3,7%	243	+40,2%	241	+14,4%	97	+20,6%	31	-43,9%	93	+7,5%	1.817	+16,3%
Fonti rinnovabili	3.999	-1,9%	1.044	+3,7%	1.561	+10,6%	1.673	-17,0%	404	-18,3%	852	+16,9%	473	+18,6%	10.006	-1,2%
Idrraulica	2.823	-1,1%	257	+20,6%	538	-0,5%	324	-6,0%	89	-	147	+24,7%	60	+44,4%	4.238	+0,2%
Geotermica	-	-	609	-1,7%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	609	-1,7%
Eolica	37	+7,9%	46	+33,6%	721	+10,5%	1.162	-21,2%	272	-18,1%	552	+8,5%	314	+12,6%	3.104	-6,4%
Solare e altre	1.139	-3,9%	131	-5,7%	302	+38,1%	187	-4,2%	43	-3,0%	153	+49,6%	99	+26,2%	2.054	+4,6%
Pompaggio	210	+55,3%	-	-	36	-59,9%	0,27	+133,2%	-	-	-	-100,0%	8	+3907,8%	253	+13,0%
Totale	13.463	+13,9%	1.740	+0,1%	3.500	+16,6%	3.264	-1,5%	1.520	-2,3%	1.424	-9,3%	1.465	+2,7%	26.374	+8,0%

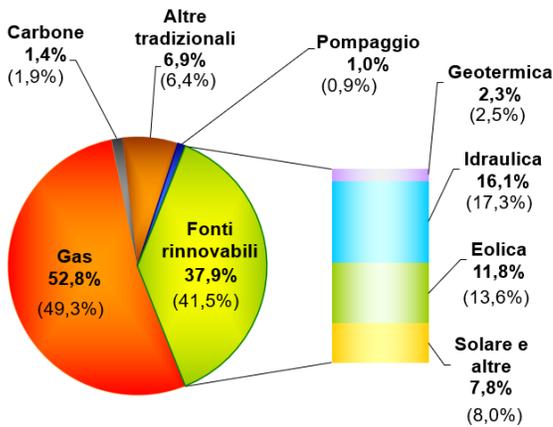
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

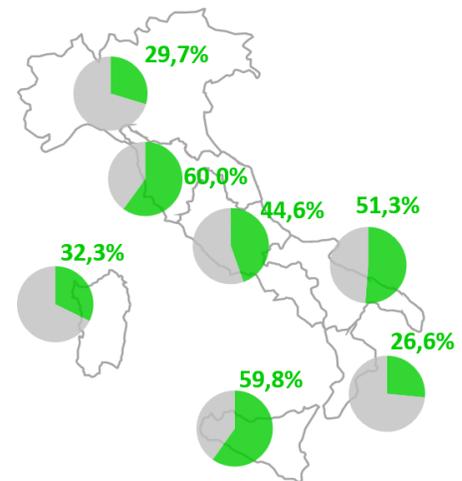
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

A gennaio le importazioni nette dell'Italia salgono a 4,9 TWh (+0,4 TWh su dicembre), portandosi ai massimi da aprile 2024. La crescita del saldo con l'estero è osservabile sia sulla frontiera francese, anche in

virtù di un allargamento della NTC, sia sulla frontiera meridionale, favorita dal ripristino su livelli ordinari delle interconnessioni con Grecia e Montenegro (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.680.456 (2.560.134)	99,1% (99,7%)	0,7% (-)	0% (0,3%)	68,7% (65,7%)	0,3% (-)	3.881 (3.929)	2.685.972 (2.560.134)	2.685.972 (2.560.134)	2.124 (1.976)	5.516 (-)	5.516 (-)
Italia - Svizzera	1.719.040 (2.271.174)	96,4% (100,0%)	3,6% (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.743 (3.710)	1.890.593 (2.323.834)	n/a	4.467 (3.568)	171.553 (52.660)	n/a
Italia - Austria*	141.529 (238.605)	69,6% (77,0%)	27,3% (17,9%)	3,1% (5,1%)	63,6% (70,0%)	26,3% (16,0%)	339 (485)	169.167 (262.886)	169.167 (262.886)	139 (190)	27.638 (24.281)	27.638 (24.281)
Italia - Slovenia*	67.681 (222.776)	59,0% (72,0%)	37,1% (23,8%)	3,9% (4,2%)	50,8% (61,4%)	27,8% (16,0%)	558 (650)	242.016 (322.473)	242.016 (322.473)	699 (669)	174.335 (99.697)	174.335 (99.697)
Italia - Montenegro	155.949 (375.709)	71,8% (98,1%)	28,2% (1,9%)	- (-0,0%)	5,4% (18,5%)	1,5% (-)	628 (602)	278.642 (407.103)	n/a	670 (695)	122.693 (31.394)	n/a
Italia - Grecia*	184.420 (192.430)	74,6% (77,7%)	24,9% (22,3%)	0,5% (-)	62,8% (55,4%)	13,4% (8,7%)	499 (500)	252.777 (247.587)	252.777 (247.587)	499 (500)	68.356 (55.158)	68.356 (55.158)
Italia - Malta	-82.835 (-70.110)	- (-)	98,0% (95,0%)	2,0% (5,0%)	- (-)	4,3% (4,0%)	225 (225)	0 (-)	n/a	225 (225)	82.835 (70.110)	n/a
TOTALE**	4.866.242 (5.790.718)							5.519.167 (6.124.018)	3.349.931 (3.393.081)		652.925 (333.299)	275.845 (179.136)

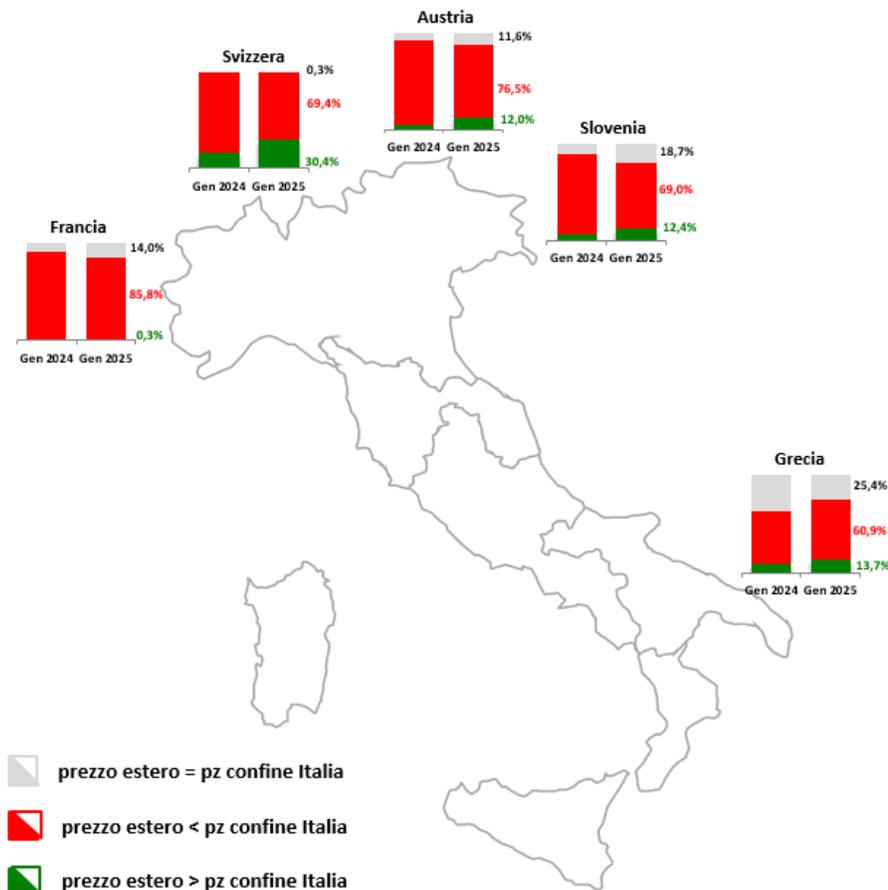
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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)

Anche il MI è interessato da novità: oltre all'introduzione dei prodotti a blocchi, limitati ai soli mercati in asta, nel MI, a partire dal 1 gennaio 2025, è stata avviata la contrattazione a 15 minuti sia nelle aste, sia sul XBID, dove tale modalità è andata ad integrare i book a 60 minuti.

A gennaio i volumi scambiati sul MI si attestano a 2,7 TWh (-0,5 TWh sul mese di dicembre), in corrispondenza di una flessione di XBID a 0,8 TWh (-0,5 GWh) e di una sostanziale stabilità dei volumi sui mercati in asta, pari a 1,9 TWh (di cui 1,2 TWh sul MI-A1). Sempre su XBID, il numero complessivo di abbinamenti si porta poco sotto i 550 mila, concentrati nelle fasi 2 e 3 (quasi il 90% per entrambi i prodotti), con la quota di scambi con l'estero in aumento e ai massimi da febbraio 2024, pari al 57%, e la quota di

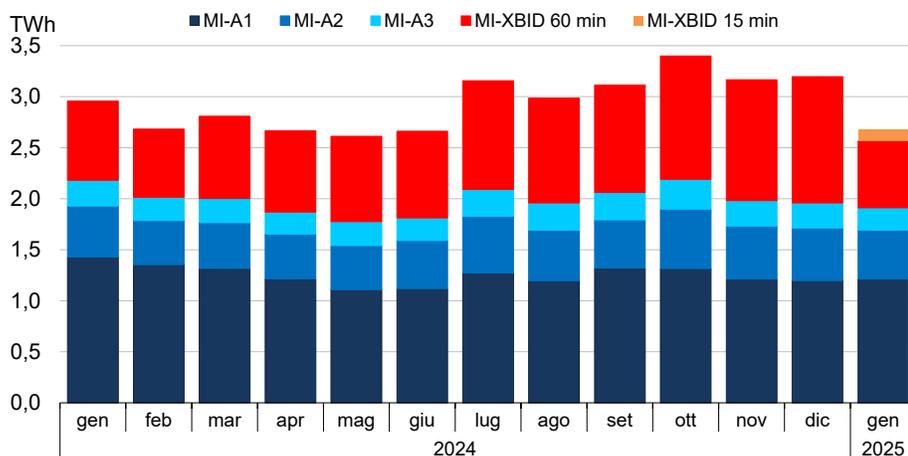
scambi all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali in flessione, rispettivamente all'8% e al 35%.

I prezzi medi mostrano una crescita sui primi due mercati in asta a 139 €/MWh (+5/+6 €/MWh) e risultano in calo sul MI-A3 a 146 €/MWh (-1 €/MWh). Su XBID il prezzo medio nei due comparti di negoziazione (15 e 60 minuti) risulta, infine, appaiato sui 142/143 €/MWh e generalmente in linea con i valori registrati sul MGP (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10).

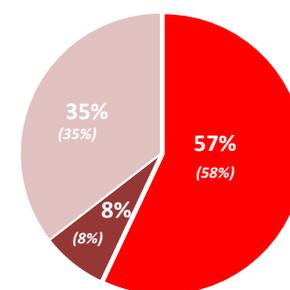
In ultimo, si registrano su XBID abbinamenti a prezzi negativi, concentrati in Sardegna nella negoziazione a 60 minuti (fino a -25 €/MWh) e nelle zone Nord, Sud, Sicilia e Sardegna la negoziazione nella a 15 minuti (con prezzi fino a -21 €/MWh in Sardegna).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA						Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	520.273	-28,9%	155.052	-10,5%	71.511	-26,8%	746.836	-25,5%	159.910	6,9%	36.066	-	942.811	-18,2%
Centro Nord	82.838	-2,4%	25.881	-25,1%	8.857	-44,7%	117.577	-13,2%	46.574	14,5%	8.898	-	173.048	-1,8%
Centro Sud	197.076	-3,5%	88.008	-5,4%	43.875	5,0%	328.959	-2,9%	58.047	2,9%	13.750	-	400.756	1,4%
Sud	143.449	-19,6%	72.285	-7,6%	35.524	-12,7%	251.259	-15,5%	50.753	-48,2%	13.140	-	315.151	-20,3%
Calabria	26.530	9,0%	13.194	15,1%	11.409	55,5%	51.134	18,5%	3.207	-78,1%	3.608	-	57.949	0,3%
Sicilia	95.508	-2,2%	26.933	-20,7%	15.700	-20,5%	138.141	-8,7%	25.610	-34,1%	11.739	-	175.490	-7,7%
Sardegna	35.678	5,4%	27.248	28,0%	10.324	4,1%	73.249	12,6%	11.178	-28,9%	2.105	-	86.532	7,1%
Estero	110.456	50,5%	71.293	32,2%	21.390	14,1%	203.139	39,1%	300.547	-17,3%	27.123	-	530.810	4,2%
Totale	1.211.809	-15,2%	479.893	-4,0%	218.591	-13,2%	1.910.293	-12,4%	655.827	-15,6%	116.428	-	2.682.547	-9,3%

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA						Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	656.527	-12,0%	195.307	-5,5%	75.945	-20,0%	927.779	-11,4%	182.330	-11,0%	30.823	-	1.140.932	-8,9%
Centro Nord	60.140	-45,9%	15.781	-38,8%	8.557	-28,3%	84.478	-43,3%	29.155	-25,5%	6.318	-	119.951	-36,2%
Centro Sud	168.169	-7,9%	86.177	-1,9%	38.645	17,7%	292.990	-3,4%	65.150	-21,8%	13.684	-	371.825	-3,8%
Sud	130.676	-31,7%	68.473	-10,4%	29.434	-21,0%	228.583	-25,0%	41.860	-57,5%	15.992	-	286.434	-29,0%
Calabria	47.592	19,6%	14.685	-10,2%	10.505	13,5%	72.782	11,3%	7.196	-56,6%	3.627	-	83.606	2,0%
Sicilia	89.765	-16,8%	24.896	-22,1%	16.119	9,5%	130.779	-15,4%	26.615	-13,8%	12.910	-	170.304	-8,2%
Sardegna	23.455	18,5%	21.569	58,8%	6.802	24,9%	51.826	33,5%	7.508	-48,4%	1.459	-	60.793	13,9%
Estero	35.486	18,3%	53.004	29,4%	32.583	-28,4%	121.073	4,0%	296.012	2,3%	31.615	-	448.700	10,6%
Totale	1.211.809	-15,2%	479.893	-4,0%	218.591	-13,2%	1.910.293	-12,4%	655.827	-15,6%	116.428	-	2.682.547	-9,3%

Gráfico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

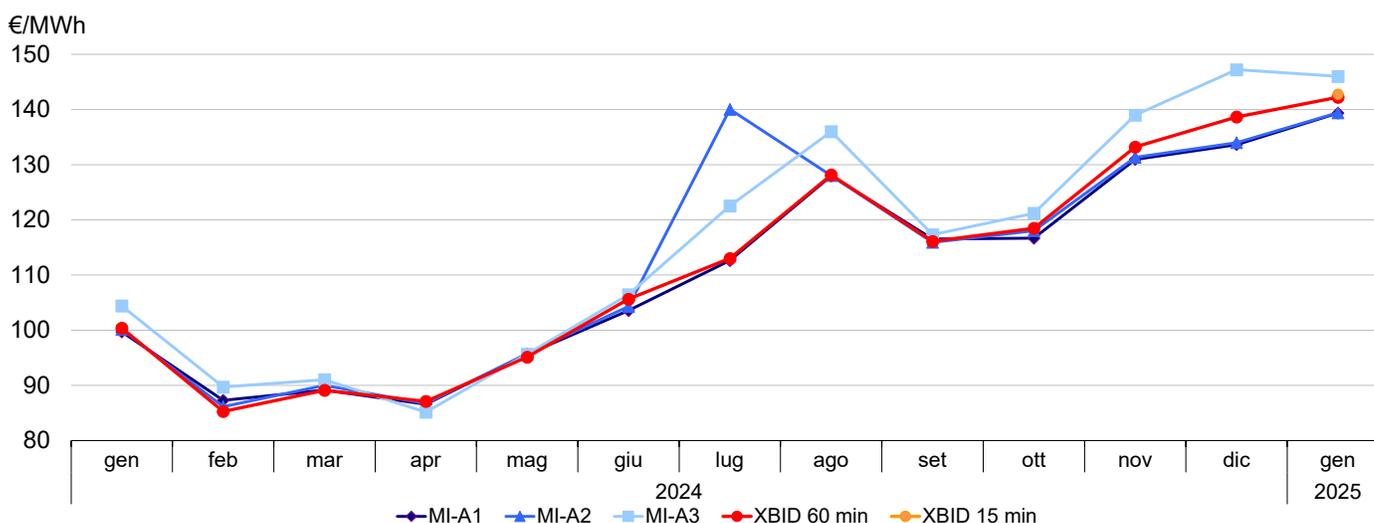


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA					
			MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	143,32	149,80	140,50	40,5%	139,59	39,0%	146,19	39,3%	141,79	40,7%	143,60	-
			(-2,0%)		(-2,6%)		(-2,4%)		(-1,1%)		(+0,2%)	
Centro Nord	143,56	150,30	141,47	41,5%	140,18	39,6%	147,41	40,2%	145,01	41,6%	146,64	-
			(-1,5%)		(-2,4%)		(-1,9%)		(+1,0%)		(+2,1%)	
Centro Sud	143,12	149,80	141,50	41,8%	139,68	39,3%	147,00	40,6%	141,14	41,4%	141,56	-
			(-1,1%)		(-2,4%)		(-1,9%)		(-1,4%)		(-1,1%)	
Sud	142,16	149,42	139,92	40,9%	139,19	39,3%	146,24	40,5%	141,01	41,3%	142,21	-
			(-1,6%)		(-2,1%)		(-2,1%)		(-0,8%)		(+0,0%)	
Calabria	141,29	148,97	135,94	37,4%	138,76	39,4%	145,90	40,5%	138,80	40,0%	138,08	-
			(-3,8%)		(-1,8%)		(-2,1%)		(-1,8%)		(-2,3%)	
Sicilia	141,38	149,15	136,39	37,8%	139,00	39,6%	146,53	41,1%	142,04	43,4%	140,99	-
			(-3,5%)		(-1,7%)		(-1,8%)		(+0,5%)		(-0,3%)	
Sardegna	139,63	145,20	137,78	39,5%	137,25	38,9%	142,78	40,0%	140,59	42,3%	144,11	-
			(-1,3%)		(-1,7%)		(-1,7%)		(+0,7%)		(+3,2%)	

NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

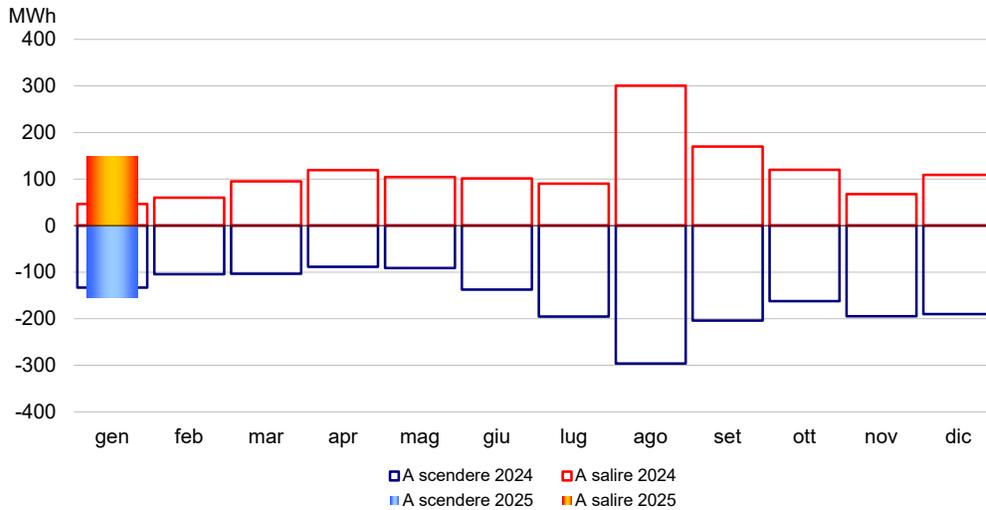
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul MSD ex-ante le vendite del TSO sul mercato a scendere registrano una flessione a 115 GWh, portandosi ai minimi da

luglio 2024, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire salgono al livello più alto da ottobre 2024, pari a 110 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

A gennaio sul MPEG, si registrano 45 abbinamenti sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 70,1 GWh (+37,3 GWh su dicembre). Crescono gli scambi sul prodotto baseload, a 67,3 GWh (+34,6 GWh)

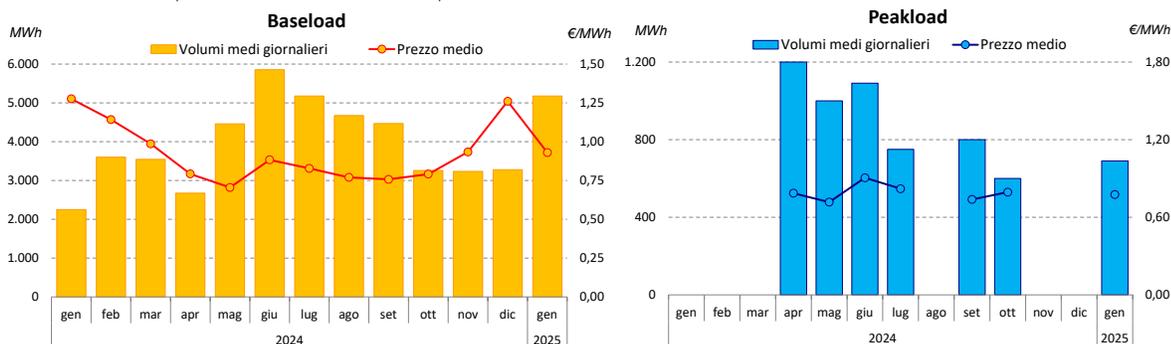
e riprendono le negoziazioni sul peakload, con volumi a 2,8 GWh. I prezzi medi si attestano sul baseload a 0,93 €/MWh (-0,33 €/MWh) e sul peakload a 0,78 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzi			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	40	13/31	0,93	0,65	1,40	67.320	5.178
	(32)	21/29	(1,28)	(1,19)	(1,60)	(47.232)	(2.249)
Peakload	5	4/23	0,78	0,70	0,85	2.760	690
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	45					70.080	
	(32)					(47.232)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Non si registrano scambi sul MTE a gennaio. Il prodotto Febbraio 2025 chiude il periodo di contrattazione a un prezzo di 144,75 €/MWh sul baseload e di 160,38 €/MWh sul peakload, con la posizione aperta in flessione a 48,5 GWh (-8,1 GWh) (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2025	144,75	+14,6%	-	-	-	-	-	12	8.064
Marzo 2025	142,65	+12,8%	-	-	-	-	-	12	8.916
Aprile 2025	143,81	+14,4%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2025	134,01	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	131,17	+12,0%	-	-	-	-	-	6	13.104
III Trimestre 2025	142,89	+13,9%	-	-	-	-	-	6	13.248
IV Trimestre 2025	126,58	+0,0%	-	-	-	-	-	6	13.254
I Trimestre 2026	119,15	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	109,89	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		48.522

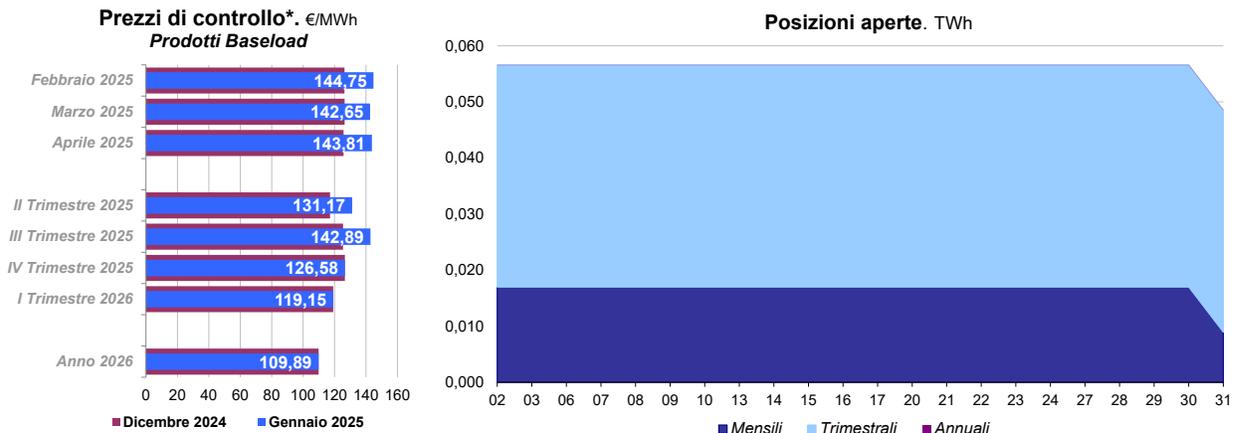
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2025	160,38	+14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2025	155,13	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2025	152,48	+12,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2025	134,13	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	131,38	+11,9%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	147,46	+10,4%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	146,49	+13,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	140,68	+12,1%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	115,71	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		-

TOTALE			-	-	-	-	-		48.522
---------------	--	--	---	---	---	---	---	--	---------------

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente
 ** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia a gennaio salgono a 17,7 TWh (+1,1% su dicembre), con la posizione netta in crescita a 11,1 TWh (+2,6%). Per effetto di tali variazioni il Turnover registra

una flessione a 1,59 (Tabella 12, Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 4,6 TWh nei conti in immissione e a 7,0 TWh in quelli in prelievo, con i rispettivi sbilanciamenti a programma pari a 6,5 TWh e a 4,1 TWh.

Tabella 12: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

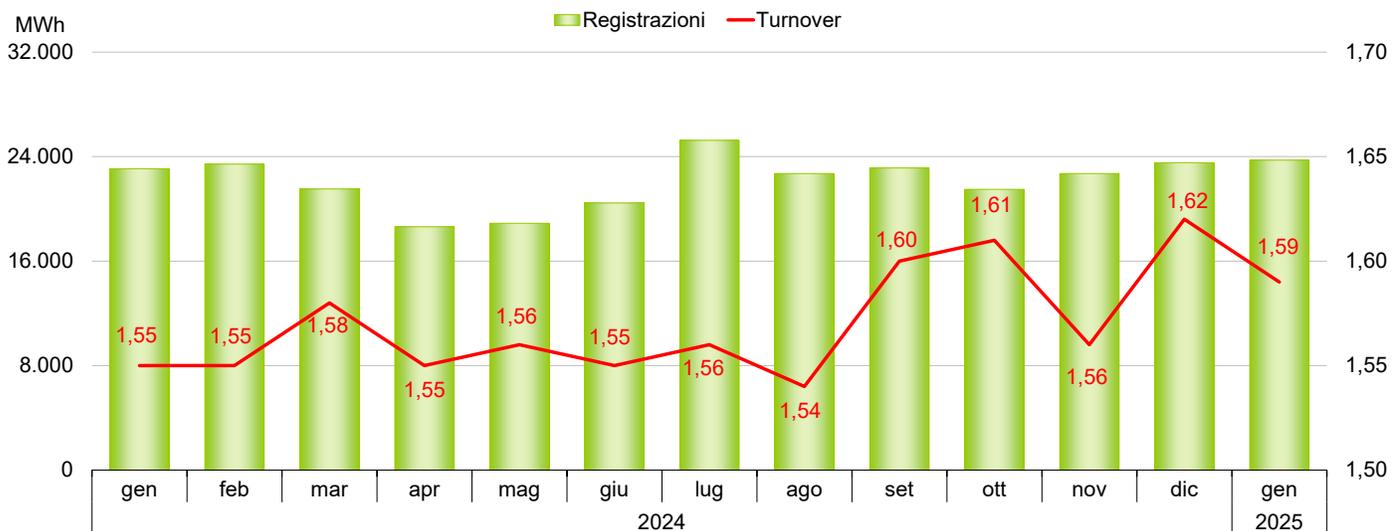
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.100.773	- 21,3%	11,8%	Richiesti	5.956.531	-6,8%	6.986.415	-7,5%
Off Peak	83.808	+2287,7%	0,5%	Rifiutati	1.376.203	-9,0%	1.962	+156,7%
Peak	51.354	+1027,7%	0,3%	Registrati	4.580.328	-6,1%	6.984.453	-7,5%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.235.935	- 16,4%	12,6%	Sbilanciamenti a programma	6.547.957	+5,4%	4.143.832	+17,0%
Totale Non standard	15.415.905	+6,4%	86,9%	Saldo programmi	843	100%	2.404.968	-10,0%
PCE bilaterali	17.651.840	+2,9%	99,5%					
MTE	11.160	+71,6%	0,1%					
MPEG	70.080	+48,4%	0,4%					
TOTALE PCE	17.733.080	+3,0%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.128.285	+0,3%						

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

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano sul livello più alto di sempre, pari a 22,1 TWh, con una quota sul totale consumato nel sistema al 26%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare sull'orizzonte day-

ahead (14,1 TWh e massimo storico). Con riferimento ai prezzi, mediamente a gennaio l'IG Index (IGI) si attesta a 49,90 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte a ridosso dei 50 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A gennaio l'IG Index si attesta in media a 49,90 €/MWh, in rialzo di 2,24 €/MWh rispetto al mese precedente, dinamica concentrata nella seconda parte del mese quando il prezzo raggiunge picchi intorno ai 53 €/MWh. L'andamento appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che sale a

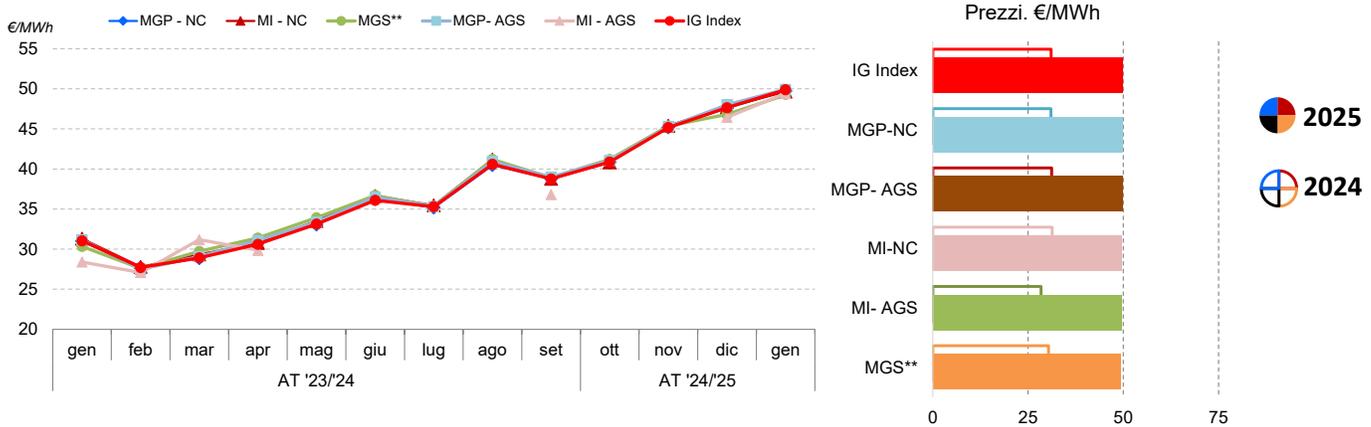
48,39 €/MWh (+3,52 €/MWh), riducendo lo spread IGI-TTF a 1,5 €/MWh (era 2,8 €/MWh a dicembre). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in aumento sul mese precedente, risultano tutti a ridosso dei 50 €/MWh, con un minimo a 49,24 €/MWh registrato su MGS.

Figura 1: MP-GAS – prezzi* sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	49,90	(31,04)	+60,7%	45,89	53,11
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	49,75	(31,02)	+60,4%	44,50	55,00
<i>Comparto AGS</i>	49,95	(31,18)	+60,2%	45,00	53,40
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	49,65	(31,32)	+58,5%	44,50	54,00
<i>Comparto AGS</i>	49,43	(28,40)	+74,0%	48,97	50,10
MGS**	49,24	(30,35)	+62,3%	45,10	52,80
<i>Stogit</i>	49,24	(30,35)	+62,3%	45,10	52,80
<i>Edison</i>	-	(-)		-	-
<i>MPL</i>	-	(-)		-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono al massimo storico di 22,1 TWh, con una quota sul totale consumato nel sistema gas ancora su livelli alti, a 26% (+1 p.p. su dicembre 2024).

Rispetto al mese precedente risultano in crescita gli scambi sull'orizzonte day-ahead, per effetto di una crescita delle contrattazioni nel comparto a negoziazione continua (14,1 TWh e nuovo record assoluto), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 64%, e di una flessione dei volumi negoziati nel comparto AGS (3,1 TWh), pari al 14% dei volumi totali del MP-GAS, di questi 2,8 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto.

In aumento su dicembre anche gli scambi sull'orizzonte intraday, dinamica trainata dai volumi a negoziazione continua (4,2 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si attesta al 19%. Su tale mercato crescono significativamente le

movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,8 TWh), sia in acquisto che in vendita, e le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,5 TWh). Sul comparto AGS gli scambi, in calo sul mese precedente, ammontano a 107 mila MWh.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,62 TWh (erano 0,54 TWh il mese precedente), in corrispondenza di un incremento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,56 TWh), dinamica concentrata soprattutto lato acquisto e con finalità di bilanciamento, mentre si riducono le contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,06 TWh.

Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio non sono stati registrati scambi. Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), sono stati scambiati 279,5 GWh, riferiti al periodo di consegna Marzo 2025, ad un prezzo medio di 50,62 €/MWh.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		Var
	Totale		
MP-GAS			
<i>MGP</i>			
Negoziazione continua	14.061.360	(8.704.224)	+61,5%
Comparto AGS	3.057.576	(1.815.456)	+68,4%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	4.247.280	(4.039.320)	+5,1%
Comparto AGS	106.608	(21.984)	+384,9%
<i>MGS**</i>			
Stogit	618.766	(433.134)	+42,9%
Edison	-	(-)	
MPL	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

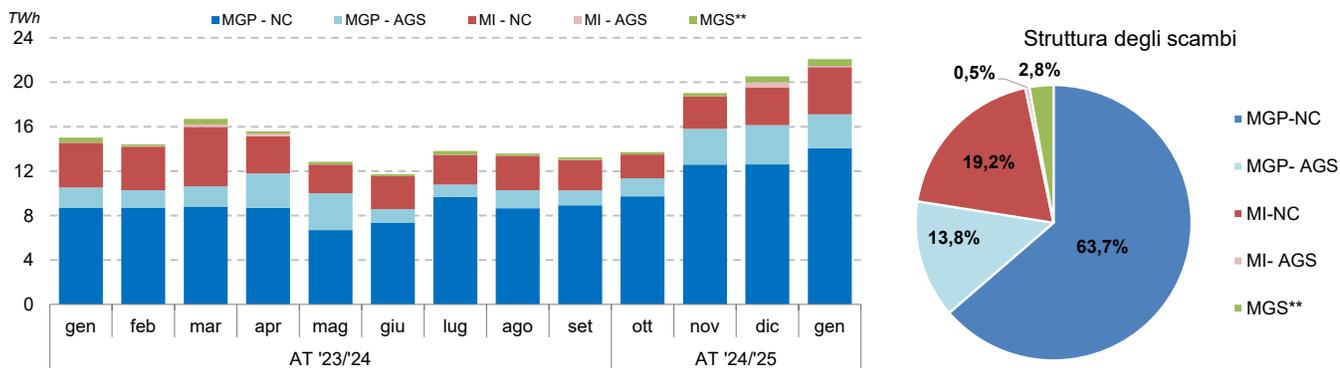
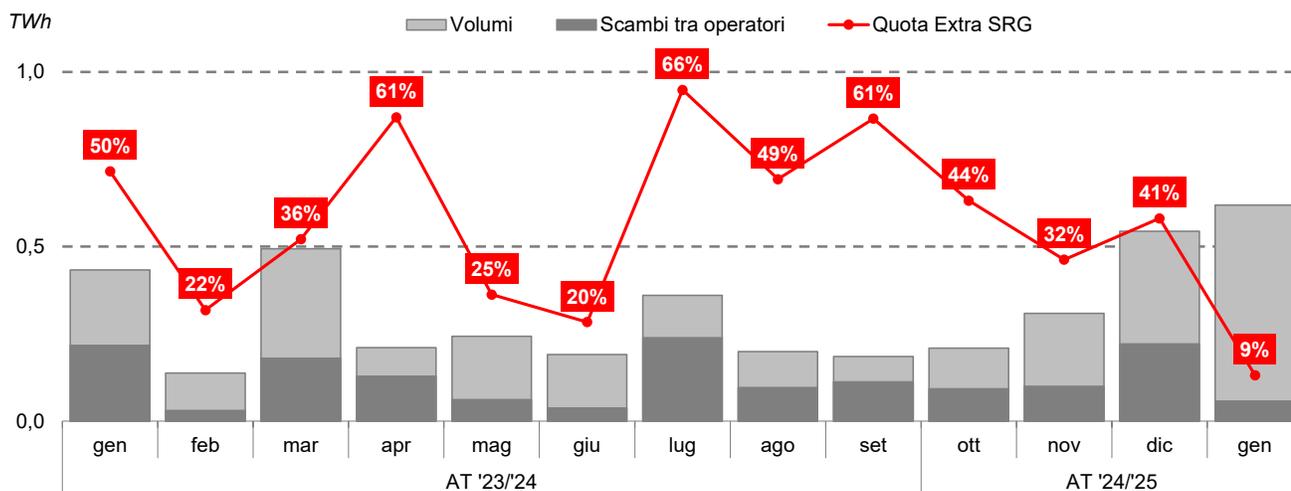


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	618.766	(433.134)	618.766	(433.134)	-	(-)	-	(-)
SRG	366.213	(118.942)	195.401	(97.348)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	366.213	(118.942)	195.401	(97.348)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	252.554	(314.193)	423.365	(335.786)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



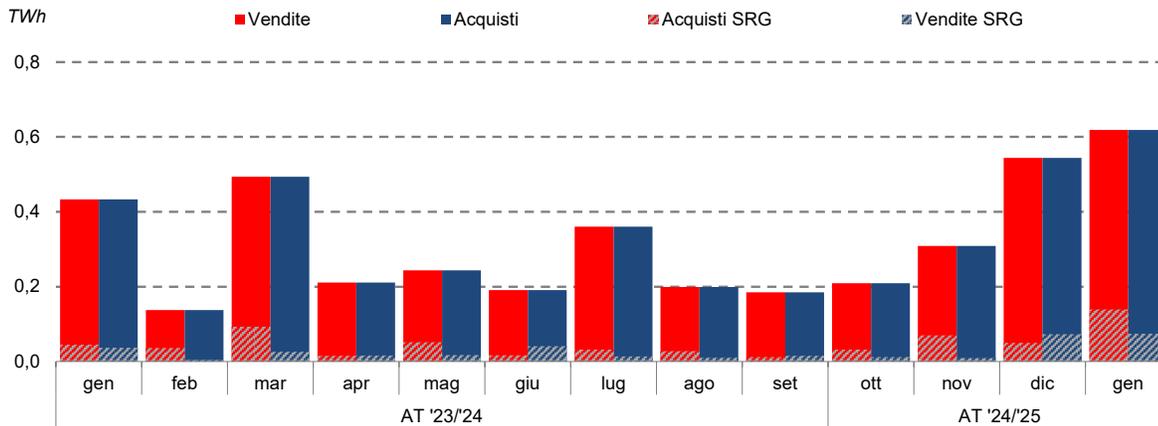


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2025-01	-	-	47,20	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-02	-	-	52,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-02	-	-	52,06	16,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-03	-	-	51,82	15,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-04	-	-	50,40	13,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-05	-	-	51,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	51,51	16,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	51,79	18,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	49,80	13,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	46,10	-56,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	48,57	10,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2025	-	-	52,75	17,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	41,44	-67,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

A gennaio in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 8.141 milioni di mc (86,1 TWh), in crescita rispetto al mese precedente e massimo degli ultimi tre anni per il mese in analisi. La dinamica dei consumi rispetto a dicembre sconta la crescita dei prelievi nel comparto civile (4.683 milioni di mc, 49,5 TWh) e industriale (989 milioni di mc, 10,5 TWh) e la flessione dei consumi nel settore termoelettrico (2.139 milioni di mc, 22,6 TWh), in corrispondenza principalmente di una maggiore domanda di energia elettrica. In aumento anche le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 329 milioni di mc (3,5 TWh). Sul lato delle importazioni (4.812 milioni di mc, 50,9 TWh) si riducono su base mensile i volumi di gas in entrata sia tramite gasdotto, a 3.405 milioni di mc (36,0 TWh), che

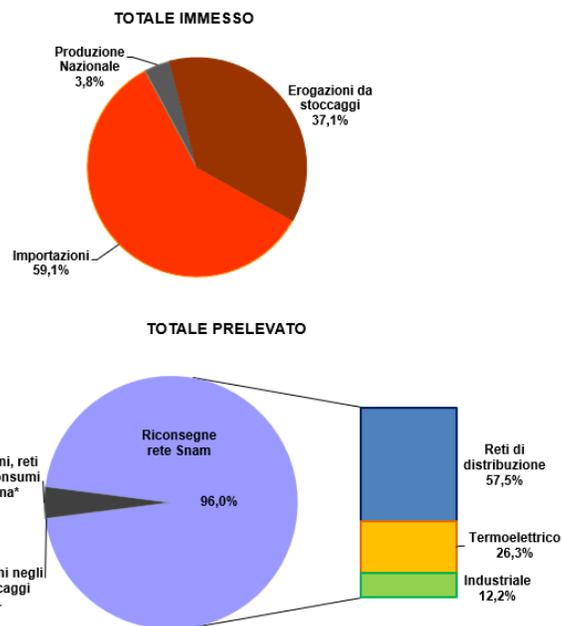
tramite rigassificatori GNL, a 1.407 milioni di mc (14,9 TWh), con una quota di questi ultimi al 29%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche ribassiste in particolare a Tarvisio (1,8 TWh, 4% del totale, -7 p.p. su dicembre) e Melendugno (8,1 TWh, 16% del totale, -2 p.p.). In aumento, invece, soprattutto i flussi a Mazara (19,8 TWh, 39% del totale, +6 p.p.). Relativamente ai rigassificatori, significativa la ripresa delle movimentazioni nel terminal di Panigaglia.

Continuano le erogazioni nei siti di stoccaggio (31,9 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 6.990 milioni di mc (73,9 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.812	50,9	+4,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.875	19,8	+32,3%
Tarvisio	174	1,8	-22,4%
Passo Gries	548	5,8	+3,5%
Gela	42	0,4	-74,1%
Gorizia	0	0	-
Melendugno	766	8,1	-11,7%
Panigaglia (GNL)	21	0,2	-80,6%
Cavarzere (GNL)	735	7,8	-1,6%
Livorno (GNL)	301	3,2	-25,1%
Piombino (GNL)	350	3,7	+138,0%
Ravenna	-	-	-
Produzione Nazionale	312	3,3	+33,4%
Erogazioni da stoccaggi	3.017	31,9	-1,3%
TOTALE IMMESSO	8.141	86,1	+3,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	7.812	82,6	+1,7%
Termoelettrico	989	10,5	+2,5%
Reti di distribuzione	2.139	22,6	+11,4%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	4.683	49,5	-2,3%
Esportazioni	329	3,5	+54,7%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	235	2,5	-5,4%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	94	1,0	-359,3%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	8.141	86,1	+3,1%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.141	86,1	+3,1%

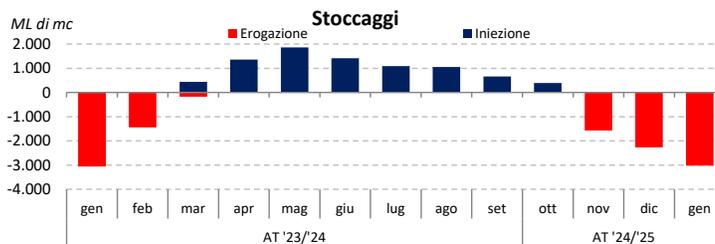
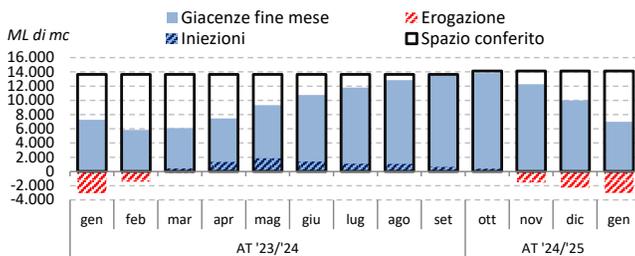


* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato, delta line pack

Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2025)	6.990	73,9	-4,0%
Erogazione (flusso out)	3.017	31,9	-1,3%
Iniezione (flusso in)	-	0,0	-
Flusso netto	3.017	31,9	-1,3%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	49,5%		-3,8 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno si osserva una crescita dei prezzi delle commodities energetiche, che, con l'eccezione del carbone, riporta il Brent e i derivati sui valori più elevati

dell'ultimo quadrimestre, e il gas ai massimi da quasi due anni, al pari di quanto registrato anche nei mercati elettrici dell'Europa centrale.

A gennaio le quotazioni del Brent tornano a sfiorare 80 \$/bbl (79,87 \$/bbl, +6% su dicembre) e in decisa crescita risultano anche l'olio combustibile (529,33 \$/MT, +7%) e il gasolio (712,04 \$/MT, +8%), tutti particolarmente elevati soprattutto a metà mese. Dinamica opposta per il carbone (107,39 \$/MT, -8%), sceso poco sopra 100 \$/MT nella seconda decade del mese. Le aspettative espresse dai mercati a termine sono di

prezzi analoghi agli attuali spot nei prossimi mesi per greggio, gasolio e carbone e più basse per l'olio combustibile. Ancora in lieve riduzione mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,04 €/\$, minimo da oltre due anni, -1%), con conseguente modesto impatto sull'intensità delle variazioni osservate sui prezzi del greggio e dei combustibili nella loro conversione in euro.

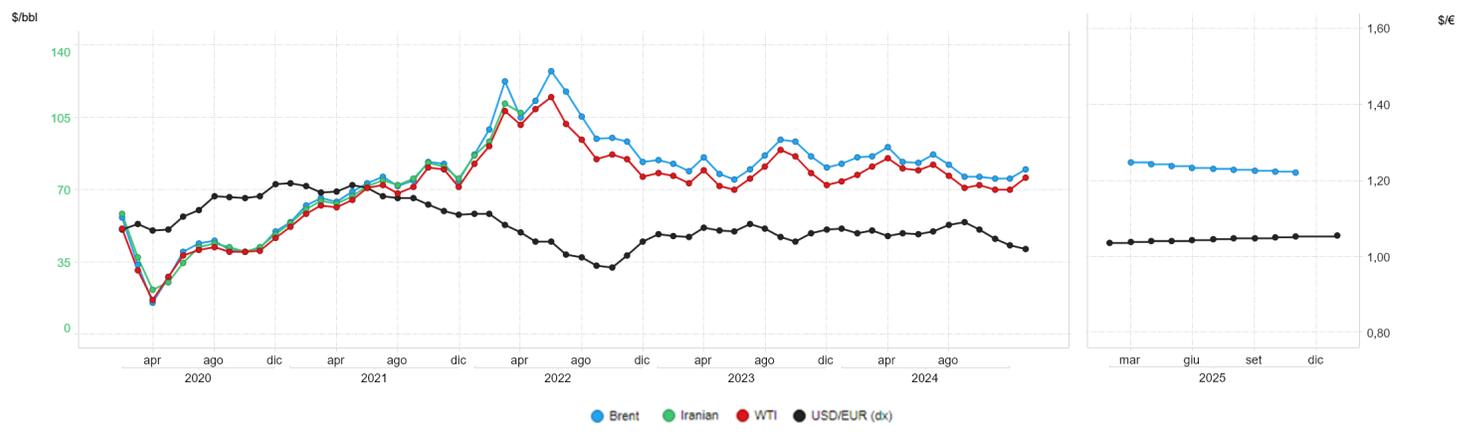
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	79,87	6%	-3%				78,25	7%	77,34	7%		
Olio Combustibile	USD/MT	529,33	7%	-1%	455,36	471,22	5%	468,90	5%	465,94	5%	420,65	
Gasolio	USD/MT	712,04	8%	-10%	695,25	719,82	7%	716,58	7%	709,41	7%		
Carbone	USD/MT	107,39	-8%	5%	113,00	107,39	-6%	105,11	-7%	106,50		113,37	

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	77,14	7%	2%			-	75,37	-	74,37	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	511,18	9%	4%		454,45	-	451,61	-	448,06	-	398,37	-
Gasolio	EUR/MT	687,70	9%	-5%		694,12	-	690,08	-	682,12	-		-
Carbone	EUR/MT	103,71	-7%	11%		103,55	-	101,22	-	102,40	-	107,35	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,04	-1%	-5%	1,04	1,04	-	1,04	-	1,04	-	1,06	-

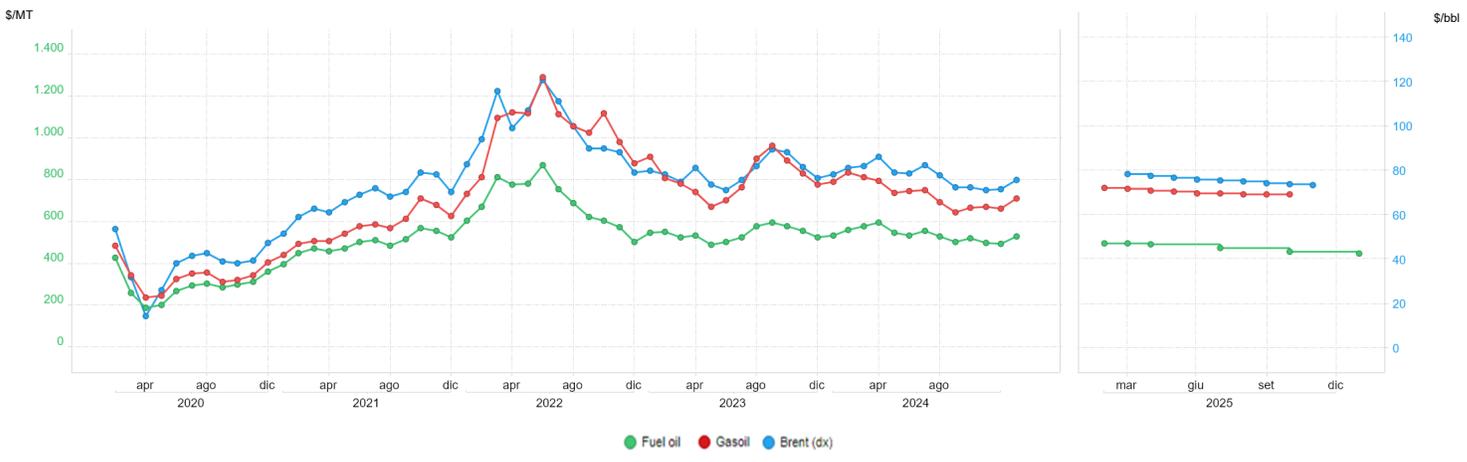
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



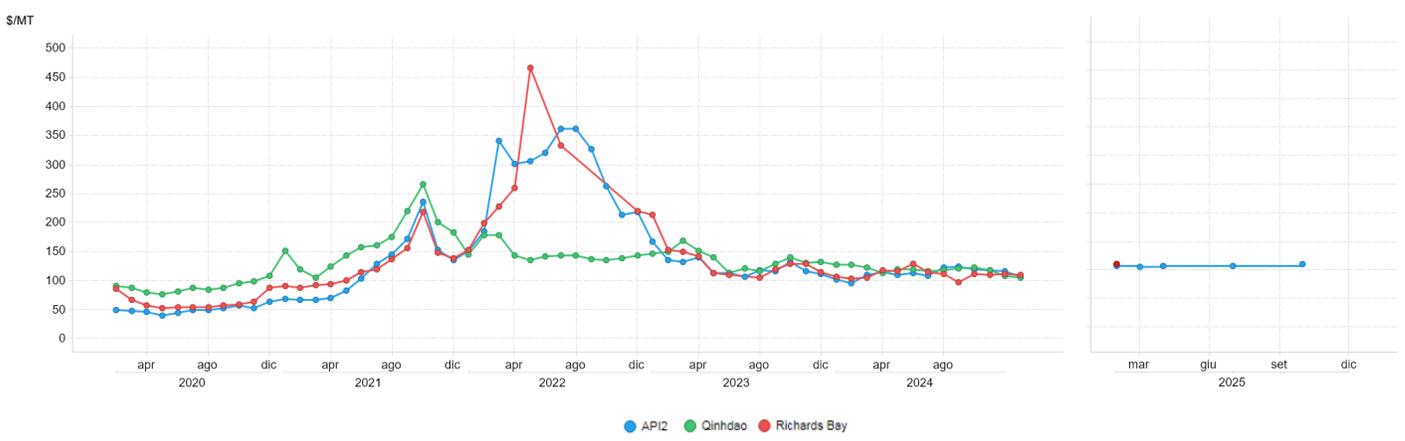
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

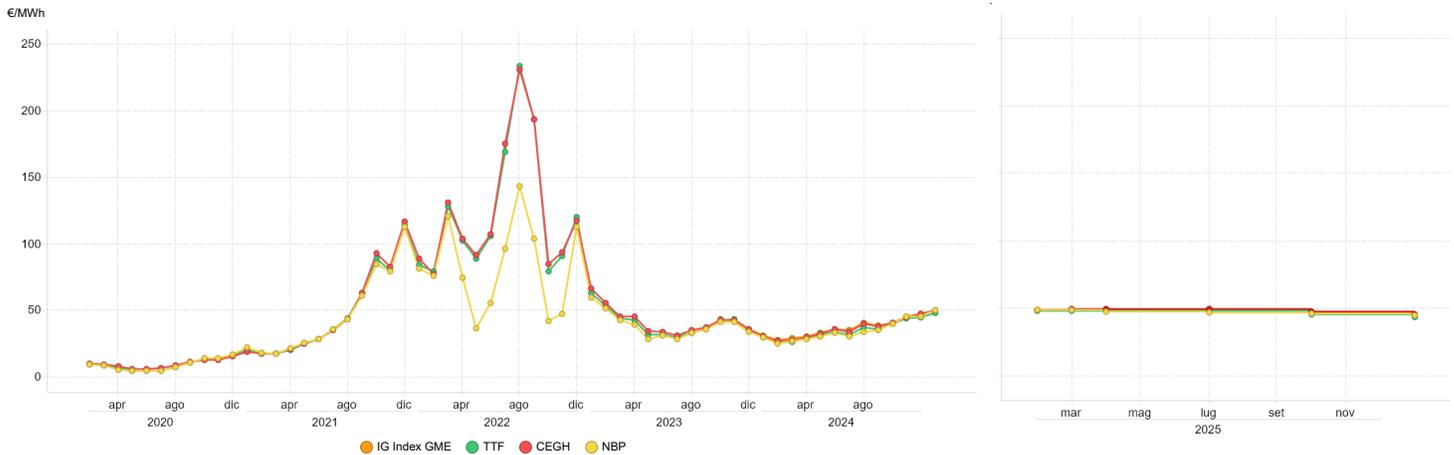
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Quanto alle quotazioni del gas, si osserva una crescita generalizzata che porta le quotazioni in Europa ai massimi da quasi due anni. L'IG Index GME si attesta a 49,90 €/MWh (+5% su dicembre), mentre il TTF olandese sale a

48,39 €/MWh (+8%). Lo spread mensile IT-NL si riduce (1,51 €/MWh, -1,27 €/MWh). In rialzo le aspettative dei mercati a termine, che indicano nei prossimi mesi prezzi del gas in Europa analoghi agli attuali spot.

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

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
IG Index GME	IT	49,90	5%	61%									
TTF	NL	48,39	8%	62%	47,85	48,06	6%	48,36	7%	48,31	9%	39,68	
CEGH	AT	50,03	5%	65%	48,82	49,12	6%	49,46	7%	49,59	8%	41,18	
NBP	UK	50,08	9%	69%	49,22	49,19	6%	48,83	8%	47,80	-55%		



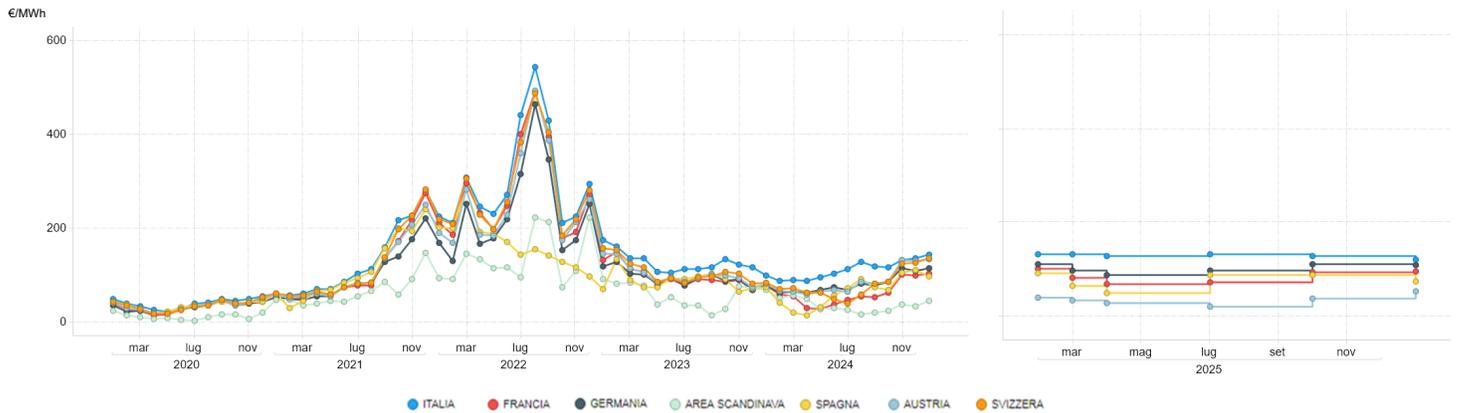
Fonte: LSEG Data & Analytics

Nel contesto connotato dal nuovo deciso rialzo delle quotazioni dei combustibili, i prezzi elettrici in Europa tornano a superare quasi ovunque i 100 €/MWh, come non accadeva dai primi mesi del 2023. Il Pun Index italiano si porta a 143 €/MWh (+6% su dicembre), mentre prezzi tra 102 €/MWh della Francia (+4%) e 136 €/MWh della Svizzera (+8%) si osservano in Europa centrale. In forte aumento anche il prezzo nell'Area

Scandinava, che resta tuttavia decisamente più basso degli altri riferimenti (43,8 €/MWh, +37%), mentre si muove in controtendenza la quotazione spagnola (97 €/MWh, -13%). Le aspettative espresse dai mercati a termine per i prossimi mesi mostrano prezzi progressivamente inferiori agli attuali livelli a pronti, soprattutto da marzo, in linea con la stagionalità della domanda.

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

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	143,03	6%	44%	132,78	130,91	-2%	131,06	1%	126,59	1%	109,89	0%
FRANCIA	102,27	4%	34%	98,18	101,02	1%	81,63	0%	66,90	-19%	69,57	
GERMANIA	114,14	5%	49%	108,32	109,19	0%	95,58	3%	87,00	-8%	93,19	
AREA SCANDINAVA	43,81	37%	-35%	51,95	38,14	-29%	33,16	-27%	27,53	-25%	34,12	
SPAGNA	96,69	-13%	30%	97,50	90,79	13%	64,54	13%	47,91	5%	66,96	
AUSTRIA	133,85	3%	65%									
SVIZZERA	136,44	8%	63%									



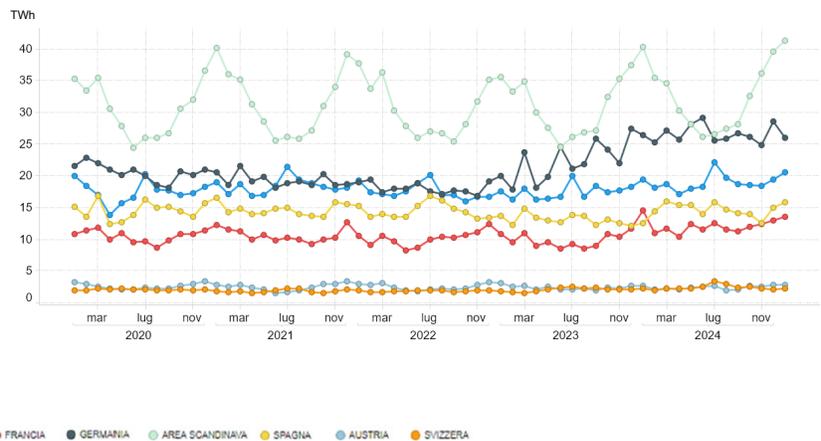
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, volumi in crescita mensile si rilevano in Italia (20,6 TWh, +6%), in Francia (13,6 TWh, +4%), in Spagna (15,8

TWh, +5%) e ai massimi degli ultimi anni nell'Area scandinava (41,3 TWh, +5%). In calo invece gli scambi in Germania (26,0 TWh, -9%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,6	6%	6%
FRANCIA	13,6	4%	-7%
GERMANIA	26,0	-9%	-1%
AREA SCANDINAVA	41,3	5%	2%
SPAGNA	15,8	5%	26%
AUSTRIA	2,9	2%	6%
SVIZZERA	2,4	6%	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

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a gennaio, il prezzo medio rimane stabile a 245,87 €/tep, con gli scambi in aumento a 158 mila tep (+37%). Si rilevano invece dinamiche ribassiste sia in termini di prezzi (-11%) che di volumi (-66%) sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024, il prezzo medio scende

a 0,30 €/MWh (-32%), inferiore alle quotazioni bilaterali, anch'esse in calo a 2,52 €/MWh (-28%). Complessivamente gli scambi ammontano a 242 GWh sul mercato organizzato e a 10,9 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE si attestano a 169 GWh, ad un prezzo medio di 0,28 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a gennaio non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di gennaio 2025, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 245,87 €/tep, stabile rispetto al mese precedente. In flessione a 193,07 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-11,5%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 53 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 2 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 79% (-10 p.p. su dicembre). In diminuzione al 49% (-18 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (245-247

€/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a gennaio, i titoli negoziati crescono a 158 mila tep (+37% su dicembre), con la liquidità del mercato all'86% (+26 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 26 mila tep (-66%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 73.743.357 tep, in aumento di 154.321 tep rispetto a fine dicembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.496.179 tep, in aumento di 154.315 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio	Var. cong.	Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep		€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	245,87	+0,0%	245,00	247,00	157.903	+37,4%	38,82	+37,4%	1.102	+24,8%	0,7%	-0,1 p.p.	2	-2
Bilaterali	193,07	-11,5%	0,00	247,35	26.095	-65,6%	5,04	-69,6%						
con prezzo >1	243,50	-0,0%	114,83	247,35	20.691	-69,6%	5,04	-69,6%						
Totale	238,38	+1,5%	0,00	247,35	183.998	-3,6%	43,86	-2,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

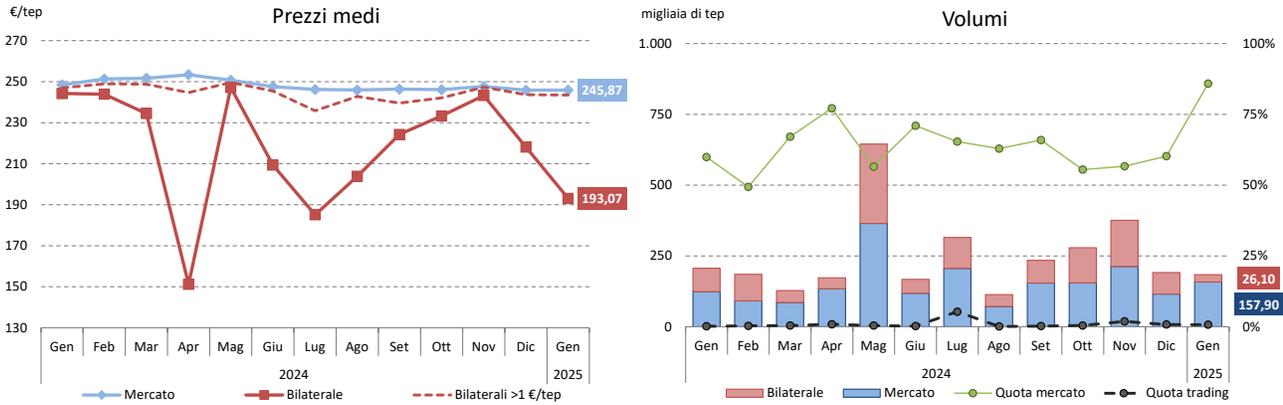


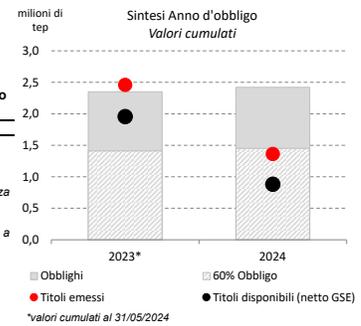
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

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	Volumi <=260						
N°	€/tep	tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
18	246,50	1.189.989	688.737	688.737	244,60	596.895	246,24	3.496.179	73.743.357	2.615.011

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

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

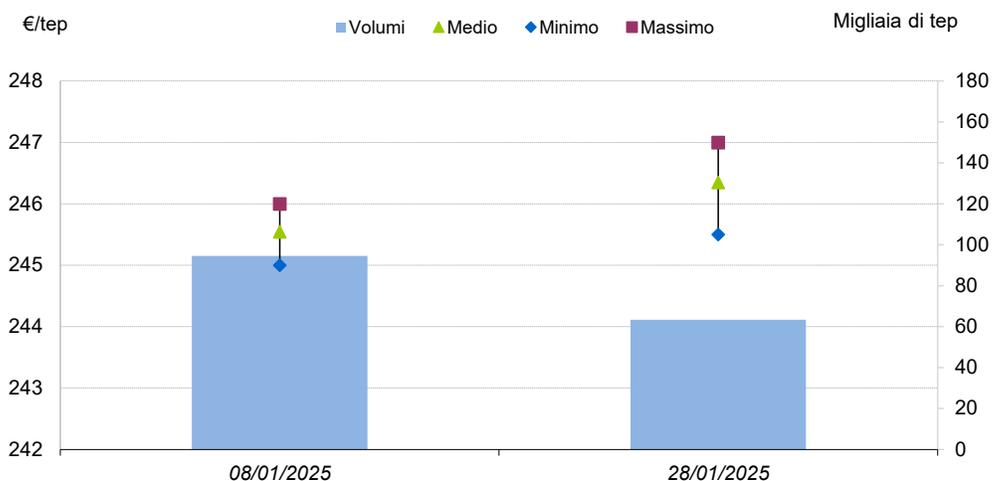


L'analisi delle due sessioni del mese mostra quotazioni medie stabili tra i 244 €/tep ed i 245 €/tep, un ridotto spread

infraseSSIONE e volumi medi scambiati pari circa a 79 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A gennaio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,30 €/MWh (-32%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, in riduzione a 2,52 €/MWh (-28%).

Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra i 0,25 €/MWh della tipologia Eolico e i 0,37 €/MWh del Solare. Variano, invece, tra 0,96 €/

MWh della tipologia Solare e i 3,66 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico i prezzi sulla PBGO.

A gennaio i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 242 GWh (+72% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 10,9 TWh gli scambi bilaterali (+194%).

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 169 GWh, ad un prezzo medio di assegnazione pari a 0,28 €/MWh.

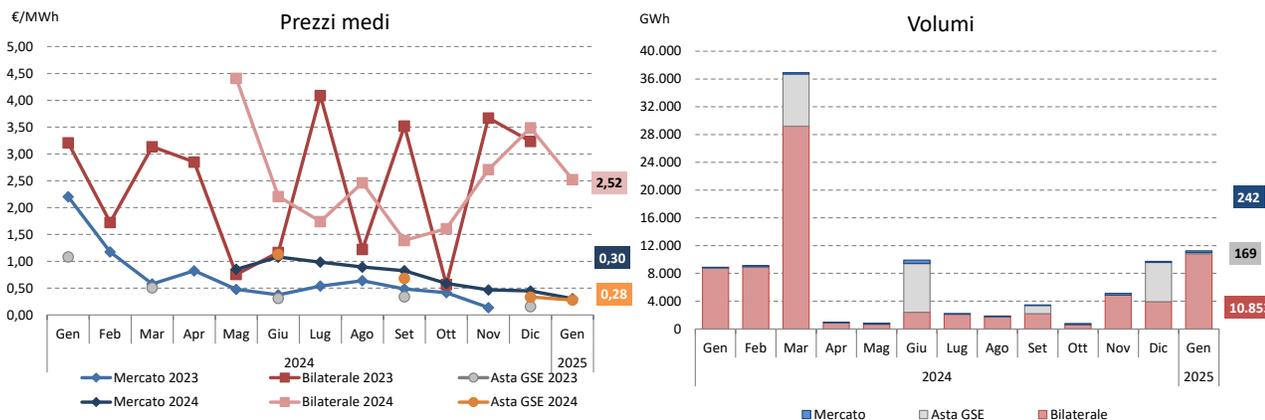
Tabella 3: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,30	-31,9%	0,24	0,80	241.621	+71,6%	73.556	+16,8%
Settore Elettrico	0,30	-31,9%	0,24	0,80	241.621	+71,6%	73.556	+16,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	2,52	-27,6%	0,00	7,50	10.853.302	+193,7%	27.392.397	+112,6%
Settore Elettrico	2,36	-32,2%	0,00	7,50	9.510.865	+157,4%	22.479.515	+74,5%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	2,66	-27,0%	0,01	7,50	10.301.234	+191,3%	27.392.397	+112,6%
Asta GSE	0,28	-16,8%	0,18	0,44	168.536	-97,0%	47.018	-97,5%
Settore Elettrico	0,28	-18,9%	0,18	0,44	168.536	-96,9%	47.018	-97,5%
Settore Gas	-	-100%	-	-	-	-100%	-	-100%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



L'analisi della struttura degli scambi cumulati 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. La struttura degli scambi per tipologia di impianto

per tutti i titoli scambiati riferiti, invece, all'anno di produzione 2024 evidenzia una sostanziale equa ripartizione delle tipologie Idroelettrico (33,5%), Solare (28,5%) e Bio (33,1%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (47%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (48%).

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

Fonte: dati GME

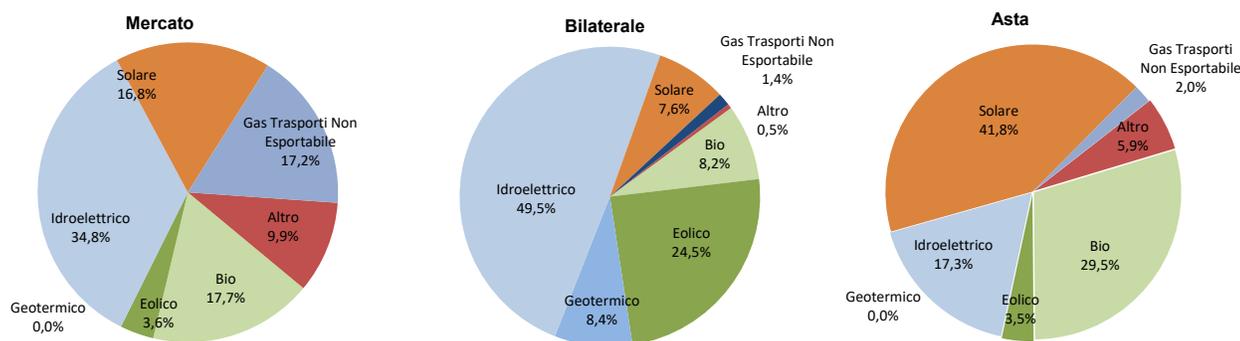
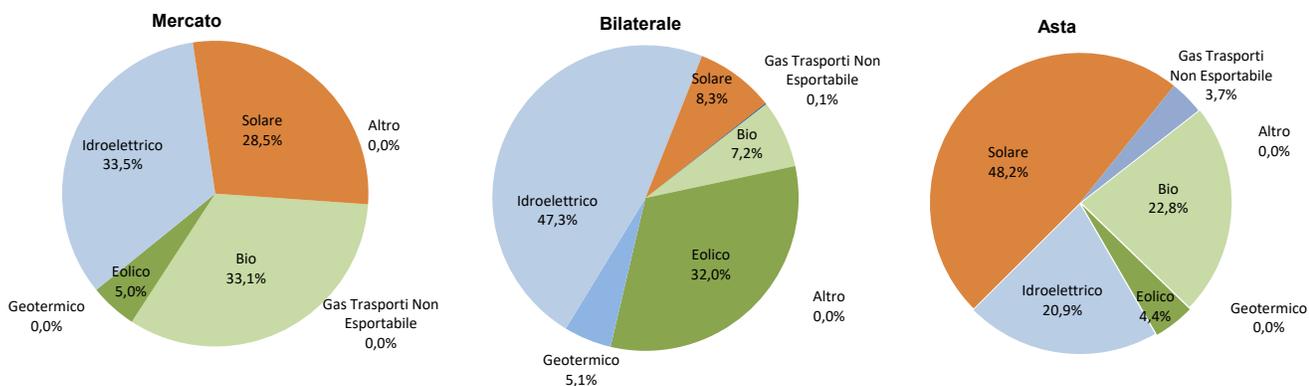


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

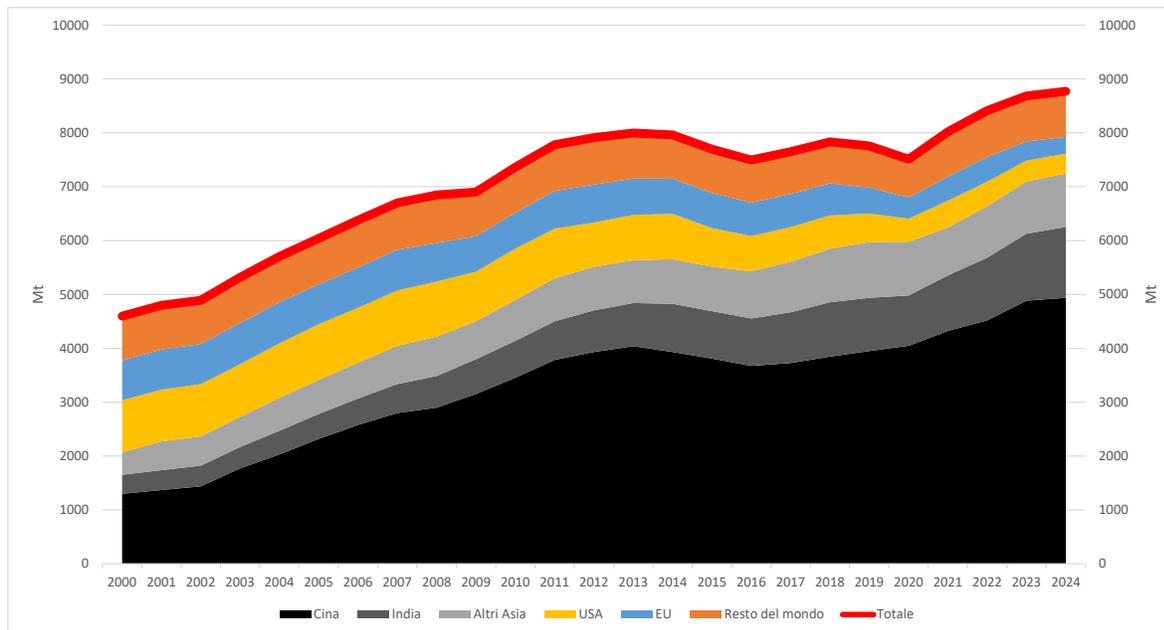


LA RESILIENZA DEL CARBONE CHE, NEL 2024, SEGNA UNA NUOVA CRESCITA

di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Andamento domanda di carbone 2000-2024 per area



Elaborazioni Rie su dati AIE, Coal2024 Analysis and forecast to 2027

Da un punto di vista regionale, oltre metà del carbone consumato a livello mondiale (56%) è richiesto dalla Cina, per cui l'Agenzia di Parigi stima per il 2024 un volume record che eccede, seppur di poco, i 4,9 mld di ton. Nella Terra del Dragone, il carbone è al servizio soprattutto del termoelettrico dove concorre a produrre circa il 60% dell'elettricità, ma è anche energia per l'industria dove soddisfa la richiesta soprattutto di quei comparti energy intensive, come cemento e siderurgia.

Tuttavia, da un confronto con gli anni precedenti, emerge una decelerazione del tasso di crescita della domanda: appena +1,1%, rispetto al balzo del +6% del 2023 e ai tassi a due cifre di tutti gli anni 2000. Un rallentamento riscontrabile sia nel termoelettrico, per il venir meno dell'urgenza verificatasi l'anno prima quando la siccità aveva compromesso la produzione idroelettrica, sia nei consumi non elettrici che risentono di una meno brillante performance economica (stima PIL 2024 +4,8% vs 5,2% del 2023²) e della crisi del settore immobiliare.

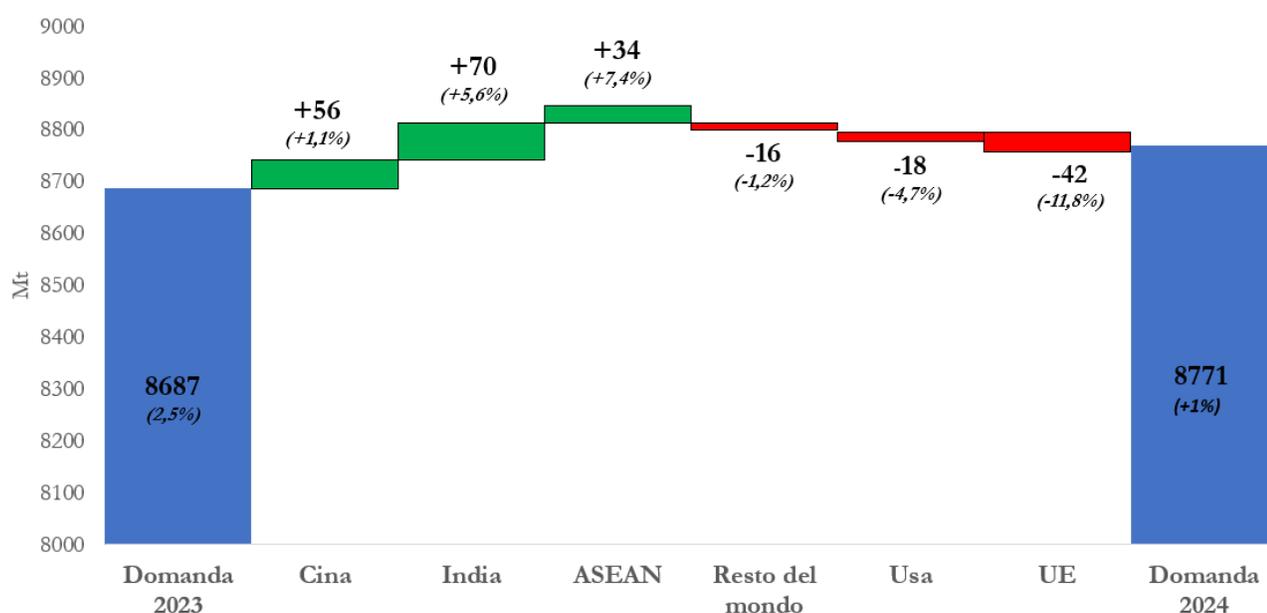
Segue l'India, seppure a distanza dalla Cina in termini di valori

assoluti, che ha consumato circa 70 mln di ton aggiuntive di carbone, per un ammontare complessivo di oltre 1,3 mld di ton., buona parte delle quali, per decisa volontà politica, prodotte internamente. Il paese si conferma come principale driver della crescita della domanda, registrando un +6%, dopo il +10% dei dodici mesi precedenti. A processare carbone sono soprattutto le centrali elettriche che utilizzano questa fonte e la cui produzione consente di coprire il 75% della propria generazione. Nuova Delhi non ha mai fatto mistero di voler contare su questa commodity per soddisfare la crescente fame di elettricità del paese. Non a caso nuovi 50 GW di capacità a carbone sono in costruzione e altri 30 sono in fase di pianificazione. Gli ingenti investimenti in nuove infrastrutture stanno sostenendo la produzione di cemento, mentre avanza il comparto siderurgico: settori altamente dipendenti dal carbone. Recupera il terreno perso nel 2023 il Sud Africa (principale consumatore di questa fonte in Africa, share 85%), dove il superamento di criticità logistiche ha consentito a Eskom, l'utility elettrica statale, di tornare a consumare più carbone: +3%.

A completare la lista dei growing coal buyers vi sono poi i paesi ASEAN che, cumulativamente, centrano una crescita del 7,4% sul 2023, per un volume consumato vicino alla soglia di 500 mln di ton (+34 mln ton). Fra tutti, il dato più interessante è quello dell'Indonesia, che all'interno del blocco assorbe il 50% dei consumi di carbone, fonte che non solo serve ad accompagnare la crescita economica del paese, ma anche a consentire il processo industriale di produzione del nickel, di cui è il principale esportatore al mondo (share

del 50%). Richiesto sul mercato oltre che per la produzione di acciaio, anche come minerale cardine della transizione energetica per la realizzazione di auto elettriche e batterie, il nickel utilizza il carbone sia come riducente nel processo elettrolitico sia come fonte di energia vera e propria. Richiesta in crescita, infine, anche per Vietnam, dove il maggior apporto di carbone ha sopperito all'ammancio di idroelettrico a causa dell'ondata di siccità abbattutasi sul paese, e nelle Filippine, dove è in aumento la domanda di elettricità.

Variatione assoluta della domanda di carbone (2024 vs 2023) per principali bacini di consumo



NB (fra parentesi è indicata la variazione percentuale rispetto all'anno prima)

Fonte: Elaborazione Rie su dati AIE

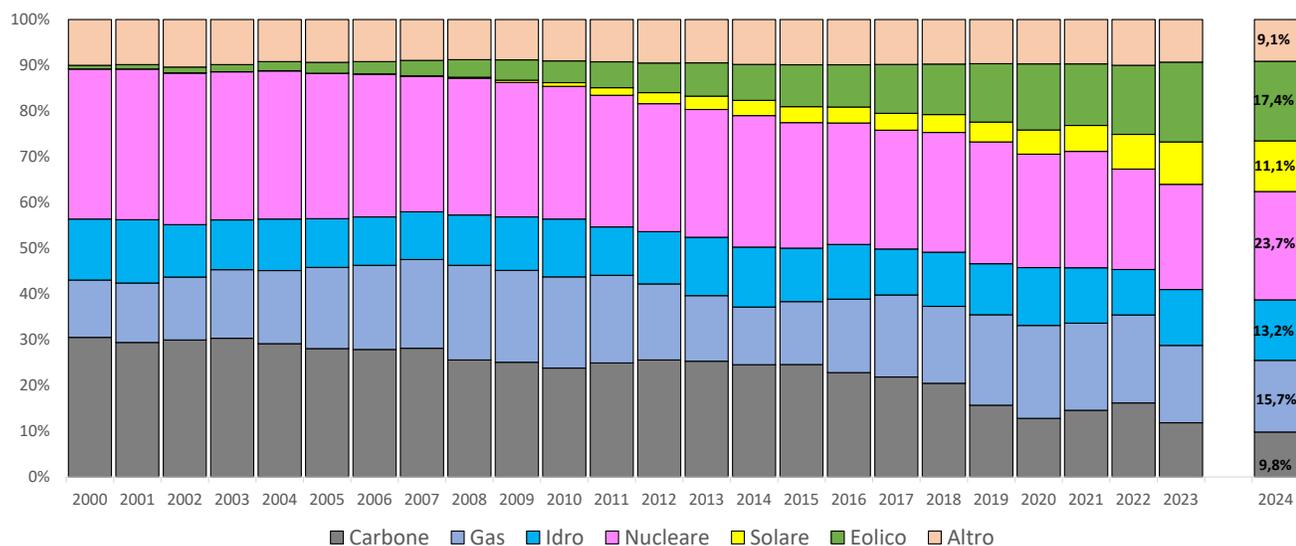
Ai paesi che di carbone ne richiedono in misura maggiore, si contrappongono quelli che, ormai da anni, ne stanno progressivamente riducendo il consumo. In estremo Oriente, Giappone³ e Sud Corea hanno fatto a meno di circa il 6% di carbone rispetto ai volumi del 2023, preferendogli, per produrre elettricità, il nucleare e le rinnovabili, su cui gli investitori stanno puntando da anni. Nel paese del Sol Levante, tra l'altro, molte delle centrali a carbone hanno un'efficienza inferiore al 40%, ragione per cui il governo si è impegnato a dismetterle entro il 2030. Simile tasso di decrescita è stimato dall'AIE anche dal lato opposto del globo: gli Stati Uniti hanno ridotto i propri consumi di un 5% (-18 mln ton) – un valore più contenuto rispetto al -17% del 2023 - ma in linea con il calo strutturale di questa fonte nel mix di generazione elettrica, che assorbe il 90% del carbone richiesto dal mercato. Nonostante l'aumento dei consumi elettrici, sostenuti dalla crescente fame di energia dell'IA e dei data center, il carbone non tiene il passo ad un gas a buon mercato⁴ e a una buona performance delle rinnovabili (in primis del solare), che crescono complessivamente di un

+9%⁵ sul 2023, confermandosi seconde nella generazione di elettricità. Risente, inoltre, della perdita di competitività di un comparto alla prese con una normativa via via più stringente e vincoli emissivi per le centrali sempre più severi. Guardando, infine, al blocco Europa, la domanda di carbone si flette di circa un 8%, tasso che si porta a quasi il 12%, circoscrivendo l'analisi ai soli paesi dell'UE. A fare la differenza è il dato sulla Turchia, che contravvenendo al trend prevalente di decrescita, registra una richiesta in aumento (+3% ca). In UE, così come in altri paesi sviluppati, questa fonte è quasi del tutto destinata al termoelettrico, molto spesso come capacità di riserva attivata per l'adeguatezza del sistema, rimanendo residuali gli utilizzi nei comparti non power. Secondo i dati rilasciati dal Think Thank Ember⁶, per il carbone utilizzato nella generazione di elettricità, il 2024 è stato un anno di primati negativi: data una domanda in aumento dell'1,2% sul 2023, con questa fonte sono stati generati appena 269 TWh (-16% sul 2023), quasi 100 TWh in meno rispetto al dato dell'annus horribilis della pandemia

e, per la prima volta, al di sotto dei 300 TWh; dopo decenni, infatti, la quota carbone sul mix elettrico è stata inferiore al 10% (9,8% vs 12% del 2023) e viene superata, sempre per la

prima volta, dal solare che, con un output di 304 TWh (+22% sul 2023), raggiunge l'11%. Fanno peggio solo bioenergia e prodotti petroliferi.

Mix di generazione elettrica in UE27 da 2000-2024



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Ember

Le ragioni del declino si ripetono ormai da anni: la sua alta impronta carbonica, una contemporanea virata verso uno sviluppo massiccio delle rinnovabili, energia simbolo della transizione energetica in atto, il rallentamento dei consumi elettrici del biennio 22-23. Negli anni, in ottica di decarbonizzazione e in risposta ai via via più ambiziosi target ambientali imposti dalle istituzioni europee, il carbone è stata la prima fonte ad essere oggetto di importanti scelte di dismissione che ne hanno ridotto progressivamente e, in alcuni casi, irreversibilmente azzerato il suo apporto.

UE: le politiche di phase out dal carbone

Nell'anno da poco concluso, nell'Unione Europea, su 27 paesi, solo 17 hanno utilizzato carbone per produrre elettricità e di questi circa la metà per una quota inferiore al 10%. Al di sopra di questa soglia vi sta la Polonia che ancora produce quasi il 54% della sua elettricità da questa fonte, la Repubblica Ceca con il 36%, ma anche altri paesi dell'Est e la "verde" Germania, per 1/5 dipendente da questa commodity. In Italia, nel 2024, da carbone sono stati generati 3,5 GWh (-70% sul 2023), appena l'1,3% della

produzione netta di elettricità⁷. Tra chi non ha ricorso al carbone, 6 paesi non lo hanno mai utilizzato nelle proprie centrali: Estonia, Lettonia, Lituania, Cipro, Lussemburgo e Malta⁸, mentre in 4 hanno deciso di farne a meno negli ultimi 10 anni. Il primo in ordine di tempo ad essere coal power free è stato il Belgio, dove l'ultima centrale è stata spenta nel 2016. Più che frutto di una scelta governativa, il phase out belga è stato il risultato della spontanea e progressiva chiusura degli impianti esistenti.

Seguono nel 2020: 1) prima l'Austria, dove però la dismissione è avvenuta per scelta volontaria delle utility che operavano le due centrali del paese e non per volontà politica, 2) poi, la Svezia, che ha anticipato addirittura di due anni rispetto al suo cronoprogramma, la chiusura della sua ultima centrale. Nel 2021, è la volta del Portogallo, che è riuscita a fare prima della data del 2030, fissata nel 2017 dall'allora Ministro dell'Ambiente.

Per tutti gli altri Stati membri, invece, ad eccezione della Polonia, i piani di phase out sono già stati avviati, anche se è diverso l'orizzonte temporale per il totale abbandono di questa fonte. Entro il 2030, a farvi a meno dovrebbero

essere: Spagna, Irlanda e Slovacchia (2025); Grecia (2026); Francia e Ungheria (2027); Italia e Danimarca (2028); Paesi Bassi e Finlandia (2029). Il che significa che complessivamente dovrebbero spegnersi 22 GW⁹ su circa 100 ancora operativi.

La volontà di porre gradualmente fine all'utilizzo del carbone è maturata diversi anni fa, ad eccezione della Spagna che ufficialmente si è impegnata solo nel 2020. Per molti paesi, uscire dal carbone, oltre che una scelta obbligata in ottica di decarbonizzazione, è stata conseguenza del suo declino naturale, che l'ha portata ad essere via via sostituita da fonti alternative, in primis rinnovabili, che, insieme a una normativa sempre più severa in termini di emissioni, la rendevano poco conveniente.

Questo non significa che l'exit strategy sia stata facile e indolore: al contrario è stata oggetto di critiche (c'è chi temeva una maggiore dipendenza energetica, si veda la Francia); si è confermata dispendiosa (per le misure di compensazione in molti casi riconosciute alle centrali in chiusura) e in alcuni casi una scelta "inefficiente" (in Olanda si spegneranno centrali di nuova generazione entrate in funzione appena da un decennio). Fattori che, a seguito dello scoppio della guerra russo-ucraina che ha riportato in cima all'agenda dei governi il tema della sicurezza energetica e della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, hanno procrastinato in avanti i tempi cessazione precedentemente fissati (si veda l'Ungheria, la Francia).

L'Italia, in linea con altri paesi europei, si era assunto l'obiettivo dell'abbandono del carbone già nella Strategia energetica nazionale (SEN) del 2017, salvo poi ribadirlo con maggiore accuratezza, nel PNIEC del 2019 soprattutto relativamente alle condizioni indispensabili per poterlo realizzare: contestuale crescita della produzione da FER e di interventi infrastrutturali (generazione flessibile, sviluppo delle reti e incremento dei sistemi di accumulo, nuova generazione a gas).

Fino all'emergenza gas seguita alla pandemia da Covid 19 e alla guerra russo-ucraina, la timeline con abbandono totale fissato per il 2025 fissata dal PNIEC, era stata complessivamente rispettata, ma il mutare dello scenario internazionale, il venir meno del gas russo e il verificarsi di condizioni climatiche avverse (siccità e prolungate ondate di caldo estive) hanno costretto a rivedere le condizioni di sicurezza del sistema energetico nazionale, rendendo indispensabile il ricorso a misure emergenziali, compresa la massimizzazione delle centrali a carbone¹⁰. Inoltre la necessità di garantire il fabbisogno energetico alla Sardegna ed evitare scompensi all'intero sistema elettrico ha poi portato a una ridefinizione del cronoprogramma del phase out, che, come confermato dal PNIEC del 2024¹¹, sarebbe dovuto avvenire in maniera progressiva e a scadenze differenziate fra le centrali su terraferma (2025) e quelle in Sardegna (2028). Ad oggi, rimangono

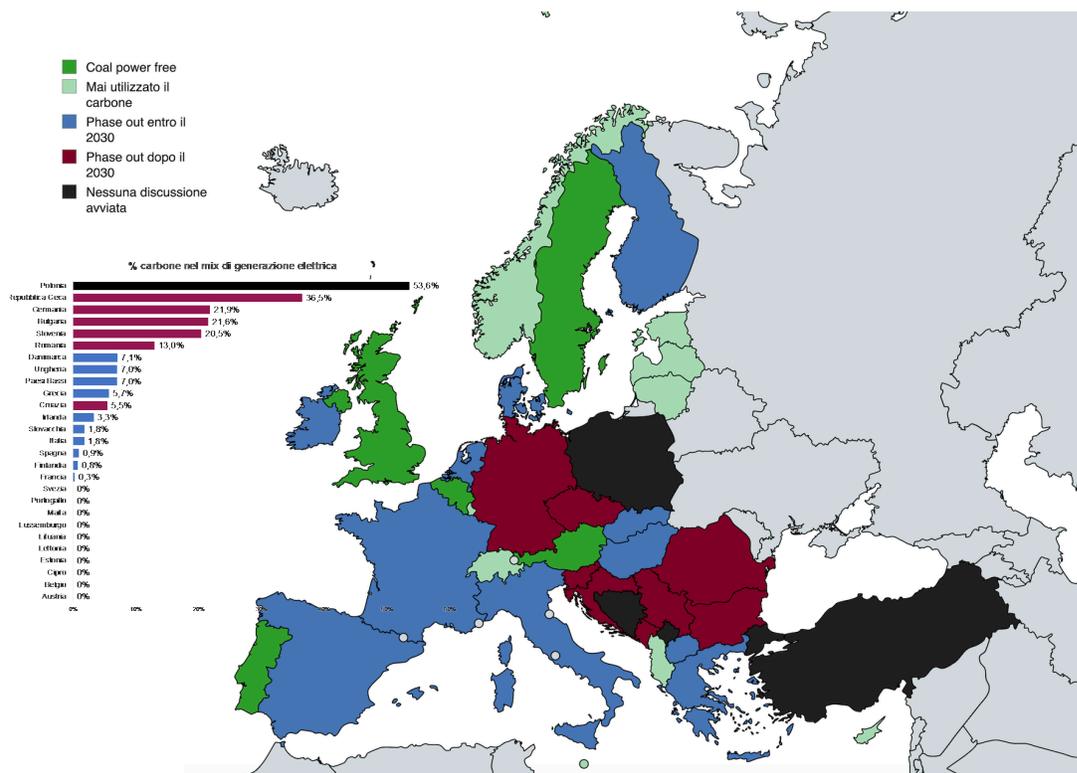
ancora da dismettere 4,65 GW di impianti, di cui 1 GW in Sardegna, che, sulla base dei più recenti impegni presi dalle compagnie e dal governo dovrebbero essere chiusi entro i tempi concordati, senza cambi di rotta.

Oltre il riferimento temporale del 2030, verranno spente tutte le centrali di Romania (2032); Repubblica Ceca, Croazia e Slovenia (2033); Germania (2038); Bulgaria (2038-2040). Le date indicate dovrebbero essere il termine ultimo di spegnimento, ma in alcuni casi, la dismissione potrebbe essere anticipata. Ad accomunare molti di questi paesi, è il ruolo che il carbone ha rivestito e/o continua a rivestire nei loro mix energetici e nel tessuto economico produttivo, in quanto generatore di PIL e di posti di lavoro nei bacini minerari carboniferi. Il che spiega l'allungamento dei tempi e la difficoltà di accettazione sociale. Per alcuni di questi paesi, come la Croazia, la chiusura delle centrali a carbone è stata una delle condizioni poste per l'accettazione della richiesta di adesione all'Unione Europea, per altri è stata una scelta imposta dall'alto per rispettare la normativa europea via via più vincolante a livello ambientale. Prova ne sono i tentativi della Bulgaria di ottenere sempre nuove deroghe da parte delle istituzioni comunitarie per mantenere in funzione le centrali, non previste in chiusura prima del 2038-2040.

Anche la Germania, oggi leader europeo nello sviluppo delle fonti rinnovabili e pioniere di politiche green, ha trovato non poche difficoltà nell'abbandono del carbone. Paese a forte tradizione carbonifera, per numero di occupati e per l'apporto di questa fonte alla generazione elettrica (20 anni fa copriva uno share del 50%), dopo un iter legislativo lungo e complesso, solo nel 2020 è riuscita ad adottare la legge per l'uscita dal carbone. Un phase out accettato solo a patto che fosse stato progressivo (e interessasse prima le centrali ad hard coal e poi quelle a lignite), diluito nel tempo (con estensione fino al 2038) e prevedesse laute misure di sostegno e compensazioni per le regioni carbonifere del paese e le utility interessate, nonché il ricollocamento dei lavoratori tecnicamente specializzati in altri settori produttivi altamente innovativi. Unico paese all'interno dell'Unione, ma non in Europa¹² intesa come continente, in cui una exit strategy non è nemmeno in discussione è la Polonia. Il carbone rappresenta per Cracovia non solo una fonte con cui produrre energia elettrica (56% nel 2024).

Sulla disponibilità a livello domestico di abbondanti riserve di carbone si è fondato lo sviluppo economico e industriale della nazione e in parte, la sua sicurezza energetica, vista la scomoda vicinanza con la Russia. Le regioni carbonifere del paese esercitano ancora oggi un'influenza politica notevole, rendendo difficile per i governi avanzare politiche di dismissione, nonostante le pressioni delle opposizioni e gli obblighi comunitari spingano verso un processo di transizione.

Politiche di phase out in Europa e % carbone nel mix elettrico dei paesi UE 27



Fonte: Elaborazione Rie su dati Ember e Beyond Fossil Fuel

Alla disamina delle politiche di phase out dei paesi dell'Unione, vanno aggiunte, le scelte di UK e Turchia, simboli del dicotomico trend di utilizzo del carbone in Europa.

Il 30 settembre 2024, dopo 140 anni di utilizzo è stata chiusa l'ultima centrale elettrica a carbone del Regno Unito, primo paese del G7 ad essere coal power free. Lo spegnimento di Ratcliffe assume una potente valenza simbolica, non tanto per quello che il carbone ha rappresentato negli ultimi anni (se nel 2012 ancora copriva il 40% della generazione elettrica, nel 2024 le centrali hanno lavorato solo qualche ora) ma per quello che è stato nel passato. Perché se è vero che il Regno Unito è stata la culla della rivoluzione industriale, è altrettanto vero che il carbone è stata l'energia che l'ha messa in moto. Il carbone serviva ad alimentare le fabbriche, ad illuminare le città e a fare muovere i treni. Era il 1882 quando fu realizzata a Londra la prima centrale elettrica a carbone del mondo, the Edison Electric Light Station, ed erano i primi anni del 900 quando UK esportava questo minerale in ogni parte del globo, tanto da essere definita l'Arabia Saudita del carbone. Con gli anni, però, da fonte di energia prediletta per molti usi finali, il carbone è stato relegato principalmente alla generazione di elettricità, settore nel quale il suo ruolo si è andato via via annullandosi. Un declino imputabile al concomitarsi di vari fattori: 1) fissazione di obiettivi politici chiari ed ambiziosi in materia ambientale, necessari visto il livello intollerabile di inquinamento dell'aria; 2)

la decrescente redditività del carbone, la cui redditività è stata compromessa dai vincoli emissivi delle centrali sempre più difficili da centrare, specie per quelle più obsolete, e dall'introduzione dell'ETS prima (2005) e del meccanismo del carbon price floor (CPF) dopo (2013). Quest'ultimo fissava una soglia minima di prezzo per le emissioni di CO2, rendendo più costoso produrre elettricità con il carbone rispetto al gas naturale. 3) La forte penetrazione delle rinnovabili, soprattutto di eolico, che grazie al progressivo calo dei costi e alla diffusione su larga scala ha attirato ingenti investimenti, fino a competere con il gas per il ruolo di prima fonte di generazione del paese¹³. Tra chi, al momento, nonostante le pressioni per un cambio di rotta, non ha nei piani di fare a meno di carbone, vi rientra a pieno titolo la Turchia, dall'anno scorso primo consumatore di questa fonte nella generazione elettrica del continente europeo. Ragioni di sicurezza energetica, ma anche opportunità economica (ad es. l'importazione a buon mercato del carbone russo soggetto alle sanzioni occidentali), hanno spinto i vari governi succedutisi a non negare il proprio supporto a un settore che ancora oggi soddisfa una quota del 36% di tutta l'elettricità prodotta, in linea con gli ultimi dieci anni, e senza accenni di inversione del trend. Agli investitori continuano ad essere riconosciuti generosi sussidi statali, esenzioni, altre forme di incentivo, così come scontato è il supporto a politiche di retrofitting delle centrali più vecchie e inquinanti.

Produzione: continua a stare al passo della domanda

Il binomio crescita dei consumi uguale crescita della produzione si ripropone anche nel 2024. L'anno scorso, secondo le prime stime dell'AIE, per la prima volta nella storia, sono stati superati i 9 mld di tonnellate. Così come per la domanda però, la velocità con cui i volumi estratti sono cresciuti si è ridotta notevolmente, appena lo 0,8% vs il 3,4% dell'anno precedente.

Principale produttore al mondo si conferma la Cina con oltre 4,6 mld di ton., mentre il paese che più di tutti contribuisce all'incremento continua ad essere l'India. Dopo il 10% dell'anno precedente, l'output carbonifero indiano fa un balzo di un nuovo 8% per un volume prossimo a 1,1 mld ton. Tanti gli sforzi fatti dal governo per modernizzare il settore e superare le criticità, soprattutto quelle logistiche e infrastrutturali, indispensabili per attrarre gli investimenti per lo sfruttamento di nuove miniere.

Segno più anche per l'Indonesia (+3,4%), terzo produttore al mondo, che però rallenta la sua corsa produttiva rispetto all'anno prima, quando aveva conosciuto un aumento a due cifre, e in Sud Africa (+1%). Stabile la produzione australiana, di fatto destinata per i 4/5 all'esportazione, mentre ormai strutturalmente in calo quella degli Usa e dell'Europa.

Nel paese a stelle e strisce l'output carbonifero dovrebbe diminuire di un 12%, sulla scia di una minore richiesta e di un'abbondanza di scorte accumulate ancora da smaltire.

In Europa, a trainare il settore è il blocco Germania e Polonia

che da solo produce l'80% del carbone del continente. L'anno scorso però le quantità estratte si sono ridotte di un 13%, soprattutto quelle di lignite, destinata principalmente per la generazione di elettricità. Bassi prezzi, minore richiesta e la spietata concorrenza di altri fonti, le cause principali del declino.

Conclusione

L'analisi dei dati sul 2024 ci restituisce ancora una volta la fotografia di un mercato ad andamenti contrapposti, ma che globalmente continua a crescere. Nonostante gli sforzi compiuti in ottica di decarbonizzazione, gli ingenti investimenti in energie rinnovabili e i numerosi impegni nei consessi internazionali, ancora oggi, a livello mondiale, il carbone è la prima fonte di energia nel termoelettrico, assorbendo una quota del 35%, in lieve calo rispetto al picco del 41% del 2007, ma ancora troppo alta per il raggiungimento degli ambiziosi quanto necessari obiettivi del net zero.

Le previsioni indicano il picco dei consumi già al 2027, ma i piani di espansione della flotta di centrali e del numero di miniere da sfruttare danno contezza di un settore ancora robusto.

E questo perché se è vero che per Europa e USA, dopo anni di inarrestabile declino, il carbone è quasi storia, è altrettanto vero che per Pechino il carbone è sicurezza energetica, mentre per Nuova Delhi è "energia", per lo più prodotta internamente, che serve a soddisfare la propria crescente domanda.

¹ AIE, Coal2024 Analysis and forecast to 2027, dicembre 2024;

² International Monetary Fund, World Economic Outlook (October 2024) - Real GDP growth;

³ Il Giappone dall'incidente di Fukushima del 2011 ha riattivato ben 14 centrali reattori nucleari, due dei quali nel 2024. Il governo inoltre prevede un'estensione della vita delle centrali fino a 60 anni;

⁴ Nel 2024 in media annua i prezzi all'Henry Hub si sono attestati su valori di poco superiori a 2 doll/Mbtu;

⁵ EIA DOE, New solar plants expected to support most U.S. electric generation growth, 24 gennaio 2025;

⁶ Ember, Electricity Data Explore;

⁷ Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Dicembre 2024;

⁸ Allargando a tutti i paesi dell'Europa, a questi sei si aggiungono Albania, Svizzera e Norvegia;

⁹ A questi andrebbero aggiunti 12-13 GW che entro il 2030 non saranno più operativi in Germania, secondo il cronoprogramma stilato dalle autorità governative;

¹⁰ Gugliotta A., Il carbone: ancora protagonista del mix energetico, in Newsletter GME, n. 164, Novembre 2022;

¹¹ PNIEC, giugno 2024;

¹² Vi sono anche Bosnia, Kosovo e Turchia

¹³ Secondo i dati preliminari di Ember nel 2024 l'eolico ha superato il gas, seppur di poco, come prima fonte nella generazione elettrica.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Single Intra Day Coupling (SIDC) Press Release | “SIDC Announces the Launch of 15-Minute Products in Several Bidding Zones and Interconnectors” | pubblicato il 23 gennaio 2025 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con riferimento al progetto europeo Single Intra Day Coupling (SIDC), con il comunicato in oggetto, i NEMOs e TSOs comunitari hanno reso nota l'introduzione, a partire dal giorno di trading 22 gennaio u.s., dei prodotti a 15 minuti (15-Minute MTU) nell'ambito della zona mercato Francia nonché, contestualmente, su diverse frontiere elettriche europee¹.

Tale introduzione, avvenuta simultaneamente sia con riferimento alle sessioni del mercato infra giornaliero europeo in negoziazione continua (progetto XBID) che ad asta (IDA), è il risultato di una lunga attività di collaborazione tra le parti e segna il raggiungimento di un importante ed ulteriore milestone del progetto SIDC verso la realizzazione di un mercato energetico europeo più dinamico, flessibile ed efficiente.

Al riguardo, i NEMOs e TSOs europei sottolineano che l'introduzione dei prodotti a 15 minuti, incrementando la granularità temporale dei prodotti a disposizione, consente agli operatori di beneficiare di maggiori opportunità nelle attività di trading, nonché di disporre di un maggior livello di accuratezza nelle attività di programmazione e dispacciamento delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare non programmabili (i.e. wind e solar), supportando l'integrazione delle stesse nelle attività di mercato.

A completamento si evidenzia che, l'avvio operativo dei prodotti a 15 minuti sulle frontiere/zone mercato indicate fa seguito alla precedente introduzione dei medesimi prodotti già avvenuta con successo nel mercato infra giornaliero italiano in data 1 gennaio u.s., in occasione del go-live della prima fase attuativa del TIDE².

RIGASSIFICAZIONE

Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione

della capacità di rigassificazione (PAR): modifiche al Regolamento PAR e avvio delle prove in bianco per il Comparto GNL Italia” | pubblicato in data 31 gennaio 2025 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) ha reso noto che, nella data del 31 gennaio u.s., sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento della Piattaforma per l'assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) - nonché le versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) - introdotte al fine di disciplinare nell'ambito del comparto GNL Italia:

- con riferimento alle aste per la capacità in corso d'anno termico, la possibilità di prevedere, tramite l'attivazione di due procedure d'asta parallele, che per ciascuno slot vincolato previsto in conferimento con capacità di rigassificazione di durata pari a 4 giorni vengano offerti contestualmente due slot di durata pari a 2 giorni associati a date di calendario comuni. Ciò al fine di massimizzare i ricavi dei conferimenti di capacità, in adempimento di quanto disposto da ARERA con Deliberazione 339/2022/R/GAS del 19 luglio 2022;
- la gestione delle aste per il conferimento del servizio di flessibilità in riconsegna e del servizio di stoccaggio temporaneo di cui all'articolo 12 del TIRG.

Al riguardo, il GME ha altresì ricordato che tutti i soggetti interessati a partecipare alle aste, che verranno attivate sul suddetto comparto della PAR secondo le tempistiche all'uopo definite da GNL Italia S.p.A. e rese note dal GME, devono preventivamente acquisire la qualifica di operatore della PAR ai sensi del relativo Regolamento.

Con il medesimo comunicato, il GME ha da ultimo reso noto che, al fine di consentire agli operatori interessati di testare le funzionalità del nuovo comparto, sono state svolte, dal 4 al 7 febbraio u.u.ss., delle apposite sessioni di test sulla piattaforma di prova del GME.

¹ Nello specifico, l'introduzione dei prodotti a 15 minuti ha riguardato le connessioni Italia-Austria, Italia-Francia, Italia-Slovenia, Francia-Belgio, Francia-Germania, Estonia-Finlandia

² Il Cfr. NL n.188 gennaio 2025;

Gli appuntamenti

17 febbraio

PNRR: criteri e modalità operative per le anticipazioni previste dal Decreto MEF

Bari, Italia

Organizzato da ANCI Puglia

<https://www.anci.puglia.it>

17 febbraio

Evolution Road – Nuove frontiere della mobilità sostenibile

Roma, Italia

Organizzato da LUISS

<https://www.luiss.it/evento/2025/02/17/evolution-road>

17 febbraio

White Paper 'Opportunità e sfide dell'Agrivoltaico in Emilia-Romagna'

Bologna, Italia

Organizzato da ANCI Emilia Romagna

<https://www.anci.emilia-romagna.it>

17-19 febbraio

The Energy Summit

Evento online e in presenza

Boston, Ma, Usa

Organizzato da CO-IN SYMPOSIA

<http://coinenergysummit.com>

18 febbraio

Stato dell'arte ed evoluzioni della NIS 2

Evento online

Organizzato da Guttacademy

<https://events.teams.microsoft.com>

20 febbraio

Transizione energetica ed ecologica ed economia circolare

Roma, Italia

Organizzato da Task Force Italia

<https://www.taskforceitalia.com>

24 febbraio

Lombardia Digital Summit

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

25-26 febbraio

Antiriciclaggio e finanza innovativa: le novità del Micar, Dora e Nis2

Evento online

Organizzato da Assintel

<https://www.assintel.it>

26 febbraio

I finanziamenti a supporto delle energie rinnovabili tra PPA e Fer X

Evento online

Organizzato da Rinnovabili

<https://www.rinnovabili.it>

27 febbraio

Italia-Europa domani. La costruzione di una nuova transizione ecologica. Il PNRR per un'Italia all'altezza delle sfide globali

Roma, Italia

Organizzato da Wec Italia

<https://www.wec-italia.org/eventi-e-approfondimenti>

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/>

3 marzo

Energia e risorse: strategie globali per la gestione delle crisi

Evento online

Organizzato da IAI

<https://www.iai.it>

4-6 marzo

Africa Energy Indaba

Cape Town, Western Cape, Sud Africa

Organizzato da Africa Energy Indaba

<https://africaenergyindaba.com>

5-7 marzo

World Sustainable Energy Days 2025

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

<http://wsed.at>

6-7 marzo

Congress on Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Oxford, Regno Unito

Organizzato da Esrtc

<https://electrtc.com/>

5-7 marzo

KEY 2025 – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

5 marzo

Forumtech 2025

Rimini, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.rinnovabili.it/eventi/forumtech-2025-italia-solare/>

6 marzo

Le comunità energetiche rinnovabili e solidali di Legambiente

Rimini, Italia

Organizzato da Legambiente e Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

6 marzo

CIRO Roadshow 2025

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

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>

7 marzo

I falsi miti sulle fonti rinnovabili

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

7 marzo

Il ruolo dei sistemi di long duration energy system come supporto alle fonti rinnovabili e acceleratori verso la transizione energetica

Rimini, Italia

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

7-9 marzo

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Vienna, Austria

Organizzato da CCGCONF

<https://www.ccgconf.org>

11-12 marzo

Italian Geothermal Forum

Roma, Italia

Organizzato da Airu e Anighp

<https://italiangeothermal.com/>

12 marzo

L'impatto dell'IA nel mondo dell'energy e dell'efficienza energetica

Evento online

Organizzato da Rinnovabili

<https://www.rinnovabili.it>

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>

18-20 marzo

Smart Grid Technical Forum

L'Aia, Olanda

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/sgt25>

18-19 marzo

Microgrid Global Innovation Forum

Barcellona, Spagna

Organizzato da Smart Grid Observer

<https://microgridinnovation.com/Barcelona2025/>

18-27 marzo

Structuring successful Power Purchase Agreements

Evento online

Organizzato da Infocus International

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

19-20 marzo

Cybersecurity Summit 2025

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

21 marzo

Solar&Storage

Lamezia Terme, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

26-27 marzo

Non-Road Mobile Machinery Electrification and Hybridization

Evento online e in presenza

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Leadvent Group

<https://www.leadventgrp.com>

26-27 marzo

Solar Power Summit 2025

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Solar Power Europe

<https://www.solarpowersummit.org>

27-28 marzo

Smart materials and structures 2025

Berlino, Germania

Organizzato da Pagicle Ltd

<http://smartmaterialsconference.pagicle.com>

2-3 aprile

Heat Pump Technologies

Milano, Italia

Organizzato da RX Events

<https://www.heatpumptechnologies.it>

3 aprile

Transizione Energetica e l'industria del nucleare

Milano, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

<https://24oreeventi.ilsole24ore.com/transizione-energetica-2025/>

4-5 aprile

Lo Scenario dell'Economia e della Finanza 2025

Cernobbio, Italia

Organizzato da TEHA

<https://www.ambrosetti.eu>

7-9 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Evento online e in presenza

Nizza, Francia

Organizzato da ICACER

<http://www.icacer.com>

7-9 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Nizza, Francia

Organizzato da ICEEEP

<https://www.iceeep.com>

8-10 aprile

Wind Europe 2025

Copenaghen, Danimarca

Organizzato da Wind Europe

<https://windeurope.org/annual2025>

8-10 aprile

OMC Med Energy 2025

Ravenna, Italia

Organizzato da OMC

<https://www.omc.it/en/>

10 aprile

AgriPV

Piacenza, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

10 aprile

Connessioni e permitting

Cagliari, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

10 aprile

Enerpolicy, politiche di supporto per l'efficienza energetica

Milano, Italia

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org/enerpolicy>

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>

13-14 maggio

ItaliaSEC Cyber Summit

Roma, Italia

Organizzato da QG Media

<https://italy.cyberseries.io>

14-15 maggio

Conferenza Esri Italia 2025

Roma, Italia

Organizzato da Esri Italia

<https://resources.esriitalia.it>

14-16 maggio

NetZero Milan Expo-Summit

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

<https://netzeromilan.com>

21-22 maggio

Gli esperti in Gestione dell'Energia tra presente e futuro, tra obblighi ed opportunità

Rimini, Italia

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org/evento/conferenza-nazionale-secem/>

22 maggio

Africa e Piano Mattei: strumenti e prospettive per l'analisi della politica internazionale

Evento online

Organizzato da IAI

<https://www.iai.it>

29 maggio

Cer e autoconsumo

Ancona, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

10-12 giugno

Waste Management Europe Exhibition & Conference

Bologna, Italia

Organizzato da IES Group

<https://wme-expo.com/>

9-12 settembre

Gastech

Milano, Italia

Organizzato da Gastech

<https://www.gastechevent.com/>

8-9 ottobre

Solar&Storage 2025

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

<https://www.terrapinn.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.