

MERCATO ELETTRICO ITALIA
GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO
A cura del GME

■ Il Pun Index GME sul Mercato del Giorno Prima sale a 207,54 €/MWh (+27,54 €/MWh), in corrispondenza di prezzi del gas in crescita su livelli elevati e volumi rinnovabili in flessione. Calano gli acquisti, i quali appaiono comunque alti per il mese di settembre (25,4 TWh, -0,7%, con la liquidità del mercato al massimo storico dell'85,8%). In crescita l'import

netto. I volumi negoziati sul MI salgono a 3,7 TWh, di cui 1,5 TWh su XBID, il massimo storico, con il prodotto a 15 minuti connotato da una ulteriore crescita in termini di liquidità. Sul MTE si rilevano registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing per 30,8 GWh e prezzi di controllo in aumento. Crescono a 19,9 TWh le transazioni registrate sulla PCE.

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the
Google Play

Download on the
App Store




**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ SETTEMBRE 2026

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21
NOVITA' NORMATIVE
Pagina 25
APPUNTAMENTI
Pagina 27

PUN INDEX GME

Nel mese di settembre il Pun Index GME mostra ancora una crescita, portandosi a 207,54 €/MWh (+27,54 €/MWh su agosto, il massimo da gennaio 2023), dinamica comune a tutte le principali borse elettriche europee (143/174 €/MWh, +18/+29 €/MWh). L'aumento del prezzo sul MGP si registra in un contesto che, al pari di agosto, appare ancora teso, con prezzi del gas in ulteriore crescita su livelli molto elevati (IGI: 78,61 €/MWh,

+14,35 €/MWh, il massimo dal suo avvio), vendite FER in calo e sui minimi da aprile e acquisti che, sebbene in riduzione, risultano sui massimi dal 2012 per il mese di settembre. I prezzi registrano aumenti in tutti i gruppi di ore, in particolare in quelle di picco (212 €/MWh, +32 €/MWh), con il rapporto picco/baseload a 1,02. Si osservano, inoltre, livelli massimi del Pun Index GME fino a circa 350 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

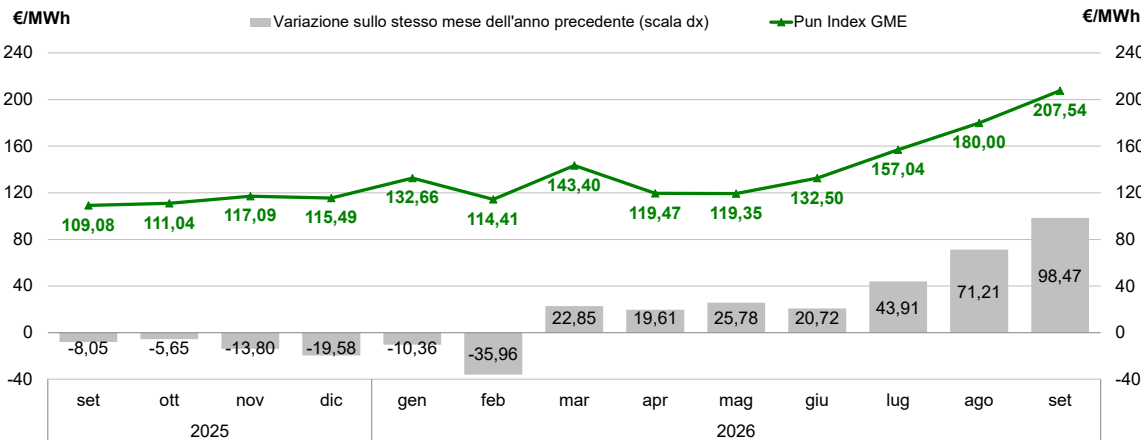
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	207,54	109,08	+98,47	+90,3%	21.810	+13,1%	25.412	+7,4%	85,8%	81,5%
Picco	212,24	113,16	+99,08	+87,6%	9.428	+11,7%	10.828	+6,1%	87,1%	82,7%
Fuori picco	204,82	106,71	+98,11	+91,9%	12.382	+14,2%	14.584	+8,3%	84,9%	80,5%
Minimo	12,25	10,00			4,7		5,6		78,0%	75,3%
Massimo	349,99	180,90			10,6		12,0		92,8%	89,7%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



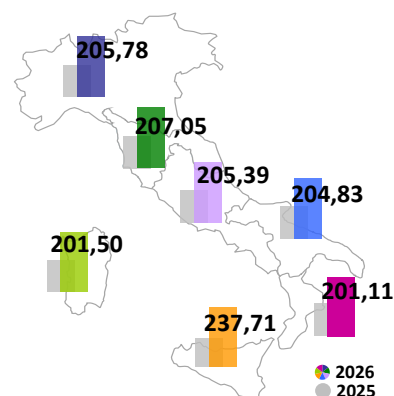
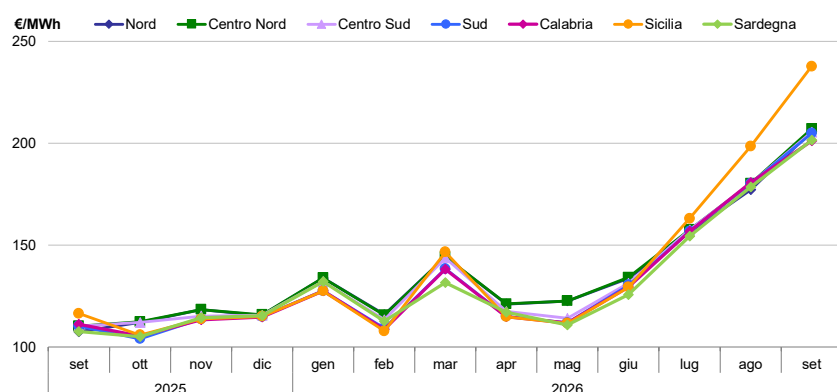
I PREZZI ZONALI

I prezzi zionali medi mostrano tutti dinamiche rialziste, attestandosi sulla penisola e in Sardegna sui 201/207 €/MWh, con un differenziale di quasi 4 €/MWh tra Sud e Calabria, registrato anche in presenza di restringimenti sui limiti di transito tra le due zone. Come osservato anche nel mese precedente, il prezzo in Sicilia si mantiene, invece, su un livello significativamente superiore al resto delle zone,

pari a 238 €/MWh (+39 €/MWh), in un contesto connotato, in particolare, da significativi restringimenti sull'interconnessione con il continente a partire dalla seconda metà del mese e da riduzioni dei volumi termici competitivi. Elevata la volatilità di prezzo registrata sull'isola, con massimi fino a 414 €/MWh e, al pari della Calabria, minimi fino a 0 €/MWh in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Le offerte in vendita semplici mostrano una flessione a 22,4 TWh (-6,7% su agosto), di cui 15,8 TWh accettati, prevalentemente sul prodotto a 15 minuti (il 67% del totale). Mostrano una flessione anche i blocchi, i cui volumi offerti in vendita si portano a 12,4 TWh (-5,9%), accettati per 5,0 TWh, con scambi quasi esclusivamente concentrati sul prodotto a 15 minuti (96% del totale). Con riferimento ai cicli combinati, si osserva, a partire dal mese di agosto, il crescere al Sud della modalità d'offerta a blocchi, con la quota sul totale offerto

al 54%. In ultimo, a segnalare la forte pressione registrata sull'offerta dei cicli combinati, si registra, un generale calo dei volumi rifiutati in vendita per questa tecnologia, in particolare al Nord (-19% rispetto a settembre 2025). Le offerte di acquisto semplici calano a 26,4 TWh (-4,5%), accettate per 25,0 TWh, con il prodotto a 15 minuti che copre in misura quasi esclusiva l'accettato totale (96%). In calo, e sempre su livelli residuali, le offerte di acquisto a blocchi, pari a 18 GWh (-12,5%), accettati per 15 GWh (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

MTU	OFFERTE DI VENDITA (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	14.512 (-5,2%)	10.563 (-1,9%)	3.949 (-13,2%)	12.063 (-6,0%)	4.817 (-2,8%)	7.246 (-8,1%)
30 min	4 (-55,6%)	2 (-40,4%)	2 (-64,2%)	-	-	-
60 min	7.884 (-9,3%)	5.268 (-10,8%)	2.616 (-6,4%)	293 (+0,8%)	205 (-15,3%)	88 (+80,1%)
TOTALE NAZIONALE	22.399 (-6,7%)	15.832 (-5,0%)	6.567 (-10,6%)	12.356 (-5,9%)	5.022 (-3,4%)	7.334 (-7,5%)

MTU	OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	25.545 (-4,5%)	24.085 (-3,8%)	1.460 (-14,0%)	3 (-47,9%)	0 (-98,1%)	3 (+21,8%)
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	889 (-4,2%)	874 (-4,2%)	15 (-4,4%)	15 (-0,8%)	15 (+2,9%)	0 (-69,7%)
TOTALE NAZIONALE	26.433 (-4,5%)	24.959 (-3,8%)	1.475 (-13,9%)	18 (-12,5%)	15 (-14,0%)	3 (-2,8%)

*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

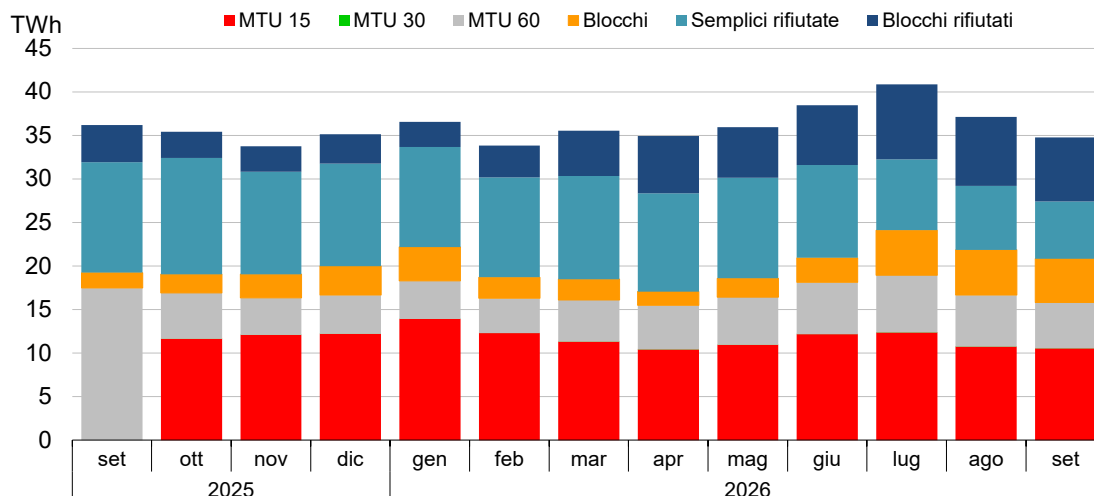
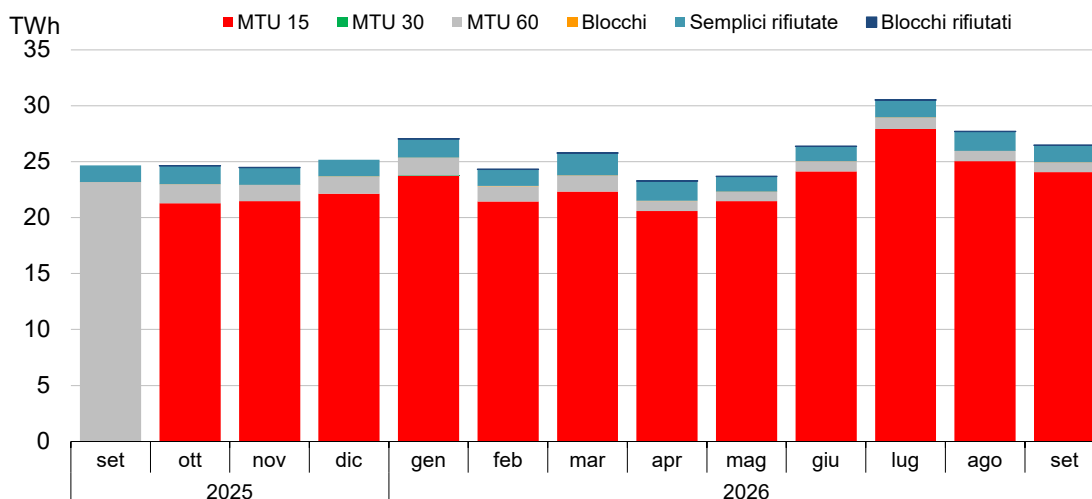


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

Sebbene in calo rispetto ad agosto, a settembre l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia si mantiene su livelli elevati, con volumi che, per il mese in oggetto, si attestano sui massimi dal 2012 (25,4 TWh) e una liquidità del mercato che sale al massimo storico dell'85,8% (+0,1 p.p.). Nel dettaglio, sul lato della domanda, gli acquisti nazionali calano in tutte le zone (25,0 TWh, -0,6%), con l'eccezione

del Nord (+7,5%). Calano anche le esportazioni, attestatesi ai minimi da aprile (0,4 TWh, -4,0%). Sul lato dell'offerta, scendono le vendite nazionali (20,9 TWh, -1,4%), fatta eccezione per il Nord e la Sicilia, su cui si osservano aumenti (+1,8%/+7,6%). In crescita, invece, l'import (4,6 TWh, +2,8%), concentrato sulla frontiera settentrionale (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	21.810	+13,1%	85,8%
Operatori	14.851	+18,3%	58,4%
GSE	2.415	+2,2%	9,5%
Zone estere	4.544	+3,9%	17,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	3.602	-17,8%	14,2%
Zone estere	15	-72,4%	0,1%
Zone nazionali	3.588	-17,1%	14,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.412	+7,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	13.938	-18,4%	
OFFERTA TOTALE	39.350	-3,4%	

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

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	21.810	+13,1%	85,8%
Acquirente Unico	402	+42,6%	1,6%
Altri operatori	16.331	+9,0%	64,3%
Pompaggi	209	+13,1%	0,8%
Zone estere	438	-8,5%	1,7%
Saldo programmi PCE	4.430	+31,7%	17,4%
PCE (incluso MTE)	3.602	-17,8%	14,2%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.032	+5,4%	31,6%
Saldo programmi PCE	-4.430	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.412	+7,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.891	-16,4%	
DOMANDA TOTALE	27.303	+5,3%	

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

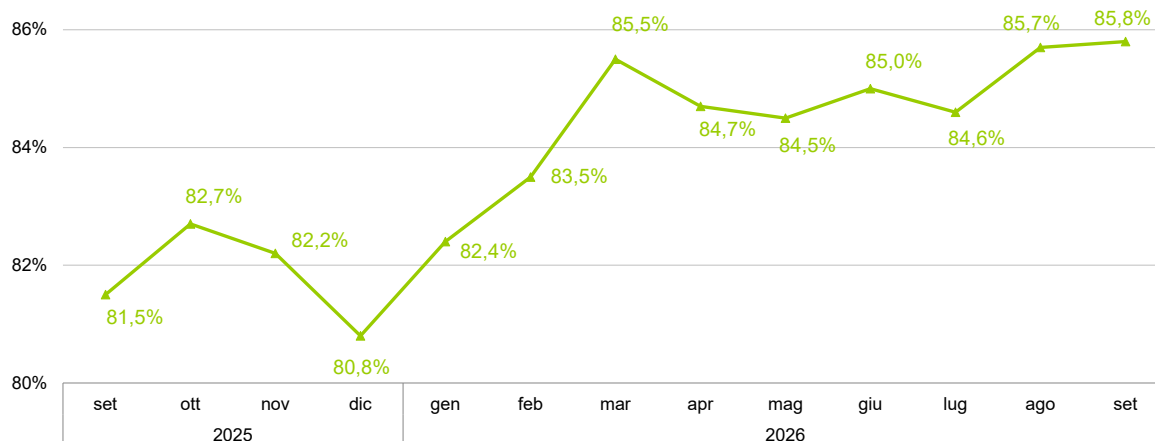


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	18.225	6,3	-3,7%	10.563	3,7	+1,5%	13.654	4,7	+5,2%
Centro Nord	1.458	0,5	-3,8%	1.174	0,4	-4,1%	2.204	0,8	+11,0%
Centro Sud	5.184	1,8	-2,1%	2.988	1,0	+36,5%	4.573	1,6	+10,8%
Sud	3.830	1,3	-13,0%	2.740	1,0	+23,4%	1.670	0,6	+11,9%
Calabria	2.211	0,8	-14,8%	1.046	0,4	-16,7%	515	0,2	+8,9%
Sicilia	2.529	0,9	+11,9%	1.282	0,4	+34,1%	1.571	0,5	+10,8%
Sardegna	1.316	0,5	+11,5%	1.061	0,4	+6,7%	788	0,3	+10,1%
Totale nazionale	34.755	12,1	-3,9%	20.854	7,2	+8,4%	24.974	8,7	+7,7%
Estero	4.596	1,6	+0,4%	4.558	1,6	+3,0%	438	0,2	-8,5%
Sistema Italia	39.350	13,7	-3,4%	25.412	8,8	+7,4%	25.412	8,8	+7,4%

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

LE FONTI

Calano le vendite nazionali, soprattutto nella componente rinnovabile, la cui quota di mercato mostra un ribasso al 42,8% (-2,3 p.p.). Scendono i volumi derivanti dal solare, ai minimi da giugno, così come quelli idrici, sia fluenti che a modulazione, entrambi ai minimi da aprile. In crescita, invece, i volumi eolici

al Sud, Centro Sud e, in misura più lieve, in Sicilia. Sul lato dell'offerta termica, le vendite dei cicli combinati appaiono sui massimi dal 2021 per il mese di settembre, con la quota di mercato delle fonti tradizionali in crescita al 55,4% (+2,2 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5).

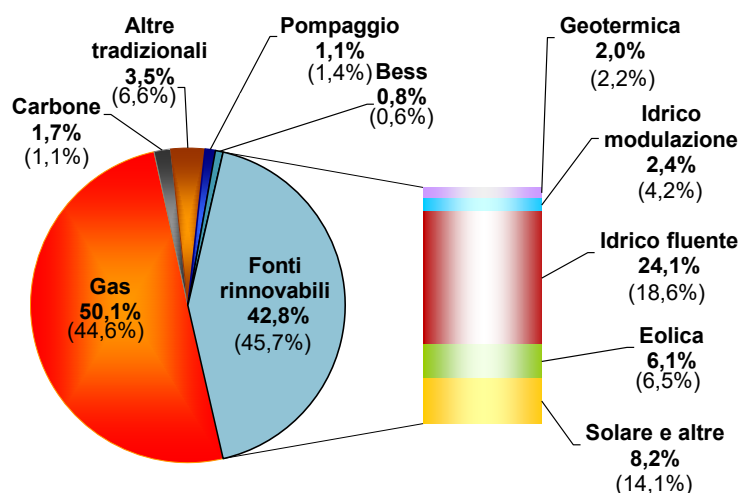
Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
Fonti tradizionali	6.172	+12,1%	385	-21,8%	1.609	+61,6%	1.430	+38,5%	731	-24,4%	585	+30,7%	631	-0,2%	11.544	+14,6%
Gas	5.876	+20,2%	375	-12,1%	1.507	+84,4%	1.348	+57,9%	677	-22,9%	441	+21,6%	234	-35,9%	10.458	+21,7%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	356	+64,2%	356	+64,2%
Altre	296	-52,0%	10	-84,7%	101	-43,0%	83	-53,8%	54	-39,9%	144	+69,5%	42	-18,3%	730	-42,3%
Fonti rinnovabili	4.123	-10,6%	787	+7,8%	1.337	+17,7%	1.308	+10,1%	315	+9,1%	694	+36,9%	360	+11,3%	8.924	+1,6%
Idraulica	3.396	+6,3%	321	+154,6%	692	+66,9%	561	+55,4%	174	+71,0%	242	+80,6%	145	+118,4%	5.531	+25,8%
- Fluente	2.948	+20,4%	315	+168,4%	670	+79,3%	547	+55,9%	174	+74,2%	242	+83,0%	135	+128,3%	5.031	+40,5%
- Modulazione	447	-40,0%	6	-33,1%	22	-45,8%	15	+37,8%	0	-100,0%	0	-100,0%	9	+34,4%	500	-38,8%
Geotermica	-	-	417	-2,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417	-2,2%
Eolica	11	-0,5%	7	-39,3%	235	+7,7%	629	+10,2%	126	-2,0%	190	-5,0%	77	-24,1%	1.277	+2,7%
Solare e altre	716	-49,1%	42	-74,6%	410	-18,5%	118	-53,9%	14	-75,0%	262	+51,8%	137	-11,3%	1.700	-37,5%
Sistemi di accumulo	267	-5,5%	2	+20,7%	42	-27,1%	2	-	0	-	2	+73,3%	70	+80,9%	385	+0,8%
Pompaggio	192	-16,1%	0	-	26	-43,6%	0	-	0	-	1	-	0	-93,7%	220	-20,5%
Bess e altri accumuli	75	+40,1%	2	+20,7%	16	+36,5%	2	-	0	-	1	-9,7%	70	+84,1%	166	+56,0%
Totale	10.563	+1,5%	1.174	-4,1%	2.988	+36,5%	2.740	+23,4%	1.046	-16,7%	1.282	+34,1%	1.061	+6,7%	20.854	+8,4%

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

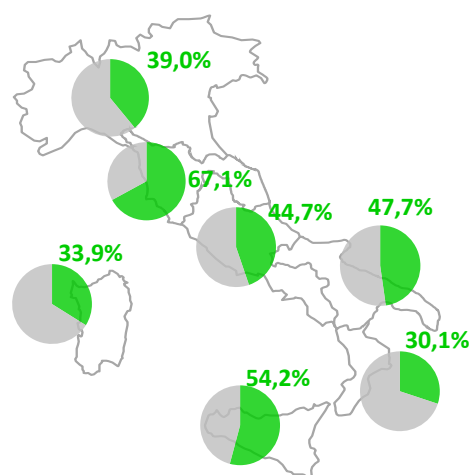
Fonte: GME



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

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

LE FRONTIERE ESTERE

Dopo il calo osservato ad agosto, nel mese di settembre il saldo con l'estero mostra una lieve crescita, attestandosi a 4,1 TWh (+3,6% in media sul mese precedente). Al Settentrione, si osserva un aumento dell'import sia sulle frontiere francese e slovena, sulle quali si registra una crescita delle NTC, sia sulla frontiera svizzera. Calano, invece, i flussi in entrata sulla frontiera austriaca, in presenza di restringimenti della NTC e un debole aumento dell'export. Mostrano un calo anche

le importazioni dalla frontiera montenegrina, in un contesto connotato dall'inibizione dell'interconnessione con il Centro Sud in diversi giorni del mese, e da quella ellenica, sulla quale si rileva una contestuale crescita delle esportazioni in corrispondenza di prezzi esteri più frequentemente uguali o superiori al riferimento italiano. Infine, si osserva una minore applicazione del vincolo generalizzato rispetto al mese precedente (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale GWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh
Italia - Francia*	2.003 (1.786)	97,8% (99,7%)	2,0% (-)	0,2% (0,3%)	84,2% (95,0%)	0,7% (-)	2.996 (2.526)	2.008 (1.786)	2.001 (1.786)	1.472 (1.081)	5 (-)	5 (-)
Italia - Svizzera	1.532 (1.926)	99,0% (99,9%)	1,0% (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	4.113 (3.419)	1.633 (2.002)	n/a n/a	3.456 (2.447)	101 (75)	n/a n/a
Italia - Austria*	182 (199)	80,3% (81,4%)	18,0% (17,9%)	1,7% (0,7%)	70,7% (74,7%)	15,4% (16,3%)	367 (374)	196 (215)	196 (215)	125 (143)	14 (16)	14 (16)
Italia - Slovenia*	204 (139)	80,0% (72,5%)	15,6% (26,4%)	4,4% (1,1%)	68,2% (61,1%)	7,6% (18,2%)	466 (465)	252 (231)	252 (231)	593 (619)	48 (92)	48 (92)
Italia - Montenegro	170 (63)	54,6% (71,3%)	13,4% (27,8%)	32,0% (0,9%)	- (-)	- (2,1%)	1.191 (585)	220 (191)	n/a n/a	1.260 (631)	50 (128)	n/a n/a
Italia - Grecia*	181 (-)	73,2% (-)	22,5% (-)	4,3% (100,0%)	69,3% (-)	16,3% (-)	500 (-)	249 (-)	249 (-)	500 (-)	69 (-)	69 (-)
Italia - Malta	-106 (-107)	- (-)	92,2% (92,4%)	7,8% (7,6%)	- (-)	8,4% (9,0%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	106 (107)	n/a n/a
TOTALE**	4.166 (4.007)							4.558 (4.425)	2.699 (2.232)		393 (418)	136 (108)

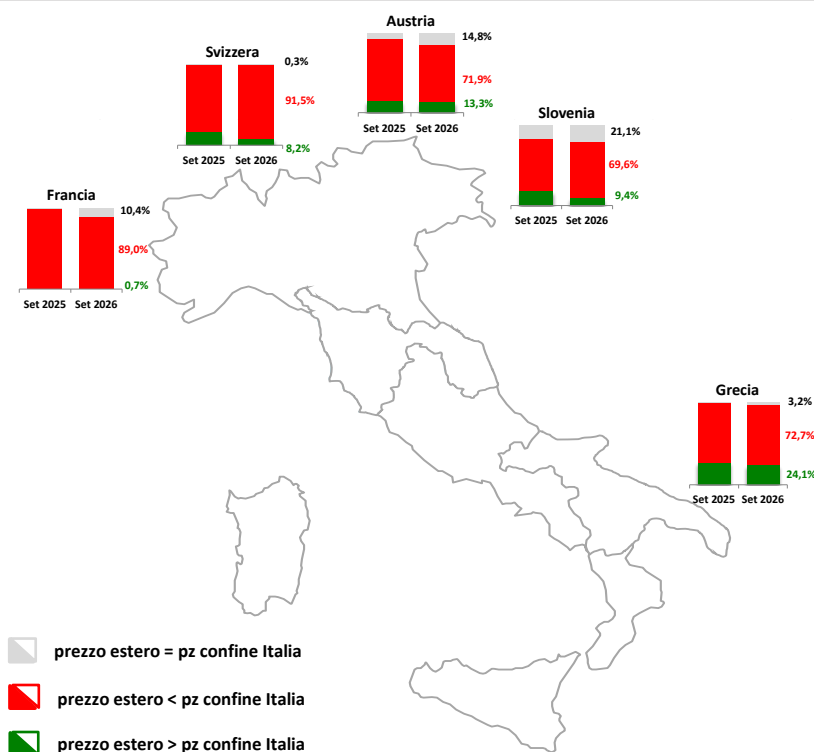
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 dei periodi 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



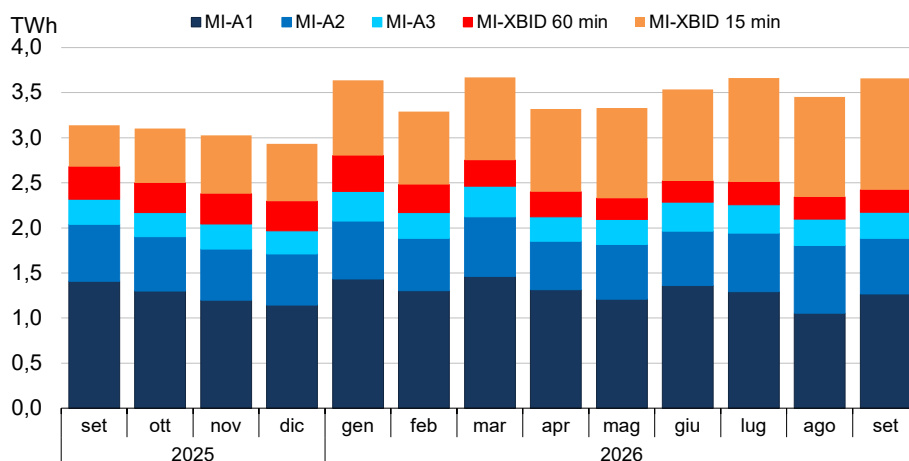
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul MI gli scambi salgono a 3,7 TWh (+0,2 TWh sul mese di agosto), in corrispondenza di una crescita sia sui mercati in asta (2,2 TWh, +0,1 TWh, con il MI-A1 a 1,3 TWh), sia su XBID, sul quale si registrano volumi ai massimi storici (1,5 TWh, +0,1 TWh). Si osserva una crescente rilevanza del mercato a negoziazione continua, la cui quota sul totale dei volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero supera il 40%. Tale tendenza è trainata dalla progressiva crescita degli scambi sul prodotto a 15 minuti, il quale, con oltre 3 milioni di abbinamenti, mostra volumi negoziati nel mese corrente prossimi a quelli del MI-A1 (più di 1,2 TWh, oltre un terzo del totale scambiato sul MI), storicamente il mercato più liquido. Sempre con riferimento a XBID, su entrambi i prodotti la liquidità è strutturalmente concentrata nelle fasi 2 e 3, rispettivamente l'85% del totale per il prodotto con MTU 60 e

92% per quello con MTU 15. In ultimo, la struttura degli scambi su XBID, rispetto al precedente mese di agosto, mostra deboli variazioni, con la quota tra zone nazionali in calo al 50% (-2 p.p.) e quelle con l'estero e all'interno della medesima zona nazionale in aumento rispettivamente al 36% e al 14% (+1 p.p. per entrambe). Seguendo la dinamica del Mercato del Giorno Prima, i prezzi medi appaiono in forte crescita tra i 204/208 €/MWh (+20/+30 €/MWh), con quotazioni sostanzialmente allineate ai valori osservati sul MGP, fatta eccezione per il MI-A3, il quale si porta su un livello leggermente inferiore (204 €/MWh) (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, su entrambi i prodotti di XBID si osservano abbinamenti a prezzi negativi: fino a -6 €/MWh nelle zone Sardegna, Sicilia, Sud e Centro Sud sul prodotto a 60 minuti e fino a -270 €/MWh al Nord e Centro Nord sul prodotto a 15 minuti.

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



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	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	468	-32,5%	238	-15,9%	110	-17,2%	816	-26,4%	55	-51,2%	386	208,4%	1.257	-7,0%
Centro Nord	85	-13,1%	51	17,6%	17	-6,2%	153	-3,9%	14	-48,3%	112	267,2%	279	28,1%
Centro Sud	149	-31,5%	67	-23,1%	30	-4,4%	246	-26,8%	15	-59,7%	125	140,2%	386	-9,7%
Sud	169	7,5%	82	8,9%	36	-9,6%	287	5,4%	38	18,6%	101	110,5%	426	20,3%
Calabria	35	34,0%	17	13,8%	13	61,7%	65	32,1%	3	-25,1%	17	117,6%	85	38,4%
Sicilia	114	37,8%	59	105,9%	28	71,7%	201	57,4%	7	-40,1%	73	348,6%	281	80,5%
Sardegna	130	155,3%	30	-40,3%	10	-35,1%	171	45,3%	2	-63,7%	33	170,7%	206	51,6%
Estero	116	43,0%	73	49,2%	46	147,6%	235	58,0%	115	-10,0%	386	152,0%	736	69,1%
Totale	1.267	-10,0%	618	-2,2%	289	3,1%	2.174	-6,3%	249	-30,5%	1.234	177,0%	3.656	16,5%

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	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	590	-12,8%	235	-19,0%	82	-36,2%	907	-17,2%	52	-60,9%	335	126,6%	1.294	-6,3%
Centro Nord	63	-6,4%	39	22,3%	17	55,4%	119	8,2%	14	-59,6%	132	361,4%	265	51,7%
Centro Sud	152	-17,5%	78	-12,8%	30	-7,2%	261	-15,0%	21	-52,0%	163	149,2%	445	6,2%
Sud	178	-28,8%	97	16,0%	33	-6,6%	308	-16,5%	49	43,3%	125	145,9%	481	5,7%
Calabria	63	18,2%	22	-13,8%	8	46,0%	92	10,4%	2	-55,6%	19	111,3%	113	16,3%
Sicilia	106	23,8%	62	107,5%	28	43,5%	196	45,1%	7	-37,8%	81	506,1%	283	77,5%
Sardegna	69	33,7%	34	-22,6%	10	-33,7%	112	2,4%	3	-48,3%	38	246,7%	153	20,5%
Estero	45	19,6%	52	33,4%	81	144,9%	178	62,1%	101	10,9%	343	185,5%	622	91,1%
Totale	1.267	-10,0%	618	-2,2%	289	3,1%	2.174	-6,3%	249	-30,5%	1.234	177,0%	3.656	16,5%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

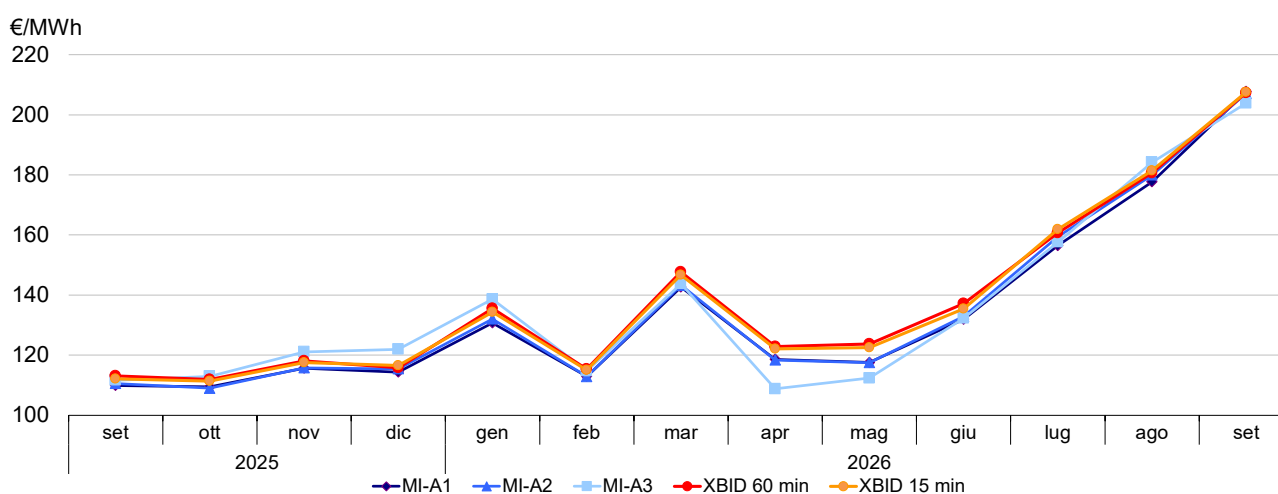


Tabella 10: MI, prezzi zonali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
			MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	205,78	207,01	204,21 (-0,8%)	88,9%	204,30 (-0,7%)	87,2%	201,49 (-2,7%)	83,8%	205,81 (+0,0%)	85,4%	205,97 (+0,1%)	88,0%
Centro Nord	207,05	209,15	205,68 (-0,7%)	84,7%	205,46 (-0,8%)	85,1%	205,01 (-2,0%)	81,0%	209,57 (+1,2%)	81,2%	208,70 (+0,8%)	83,9%
Centro Sud	205,39	206,76	203,92 (-0,7%)	82,8%	203,52 (-0,9%)	83,3%	202,58 (-2,0%)	79,8%	208,03 (+1,3%)	83,0%	205,96 (+0,3%)	83,0%
Sud	204,83	206,50	203,20 (-0,8%)	83,4%	202,94 (-0,9%)	83,0%	202,04 (-2,2%)	78,5%	205,35 (+0,3%)	81,8%	204,84 (+0,0%)	81,8%
Calabria	201,11	199,45	199,81 (-0,6%)	79,2%	199,56 (-0,8%)	78,3%	195,31 (-2,1%)	74,1%	202,96 (+0,9%)	78,6%	200,86 (-0,1%)	77,0%
Sicilia	237,71	237,09	235,15 (-1,1%)	101,1%	234,30 (-1,4%)	97,5%	231,75 (-2,3%)	93,8%	219,66 (-7,6%)	85,9%	231,38 (-2,7%)	96,2%
Sardegna	201,50	201,43	201,18 (-0,2%)	85,3%	200,51 (-0,5%)	83,3%	197,80 (-1,8%)	79,6%	202,50 (+0,5%)	82,7%	202,97 (+0,7%)	79,0%

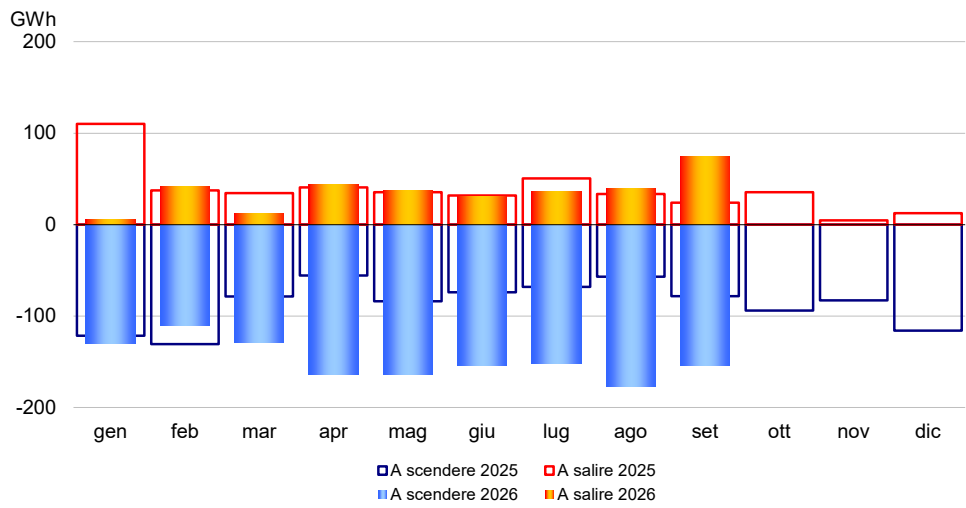
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul mercato a scendere le vendite del TSO risultano pari a 154 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire risultano pari a 74 GWh (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

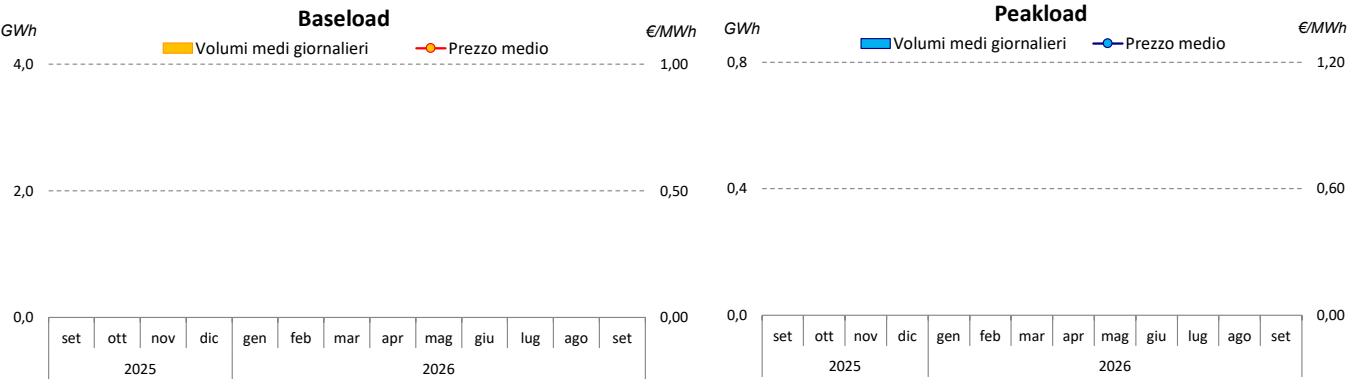
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di settembre (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/30	-	-	-	-	-
	(-)	0/30	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	-	0/22	-	-	-	(-)	(-)
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	-					-	
	(-)					(-)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel mese di settembre si registrano 5 registrazioni a fini di clearing di transazioni OTC per 30,8 GWh, relative ai prodotti baseload IV Trimestre 2026 (13,3 GWh) e Anno 2027 (17,5 GWh). Di conseguenza, anche in virtù della chiusura del periodo

di contrattazione del prodotto baseload Ottobre 2026 (32,0 GWh), la posizione aperta complessiva cala a 124,3 GWh (-1,3 GWh). Infine, salgono i prezzi di controllo su tutti i prodotti (baseload: +11%/+31%; peakload: +13%/+30%) (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Ottobre 2026	201,19	+14,3%	-	-	-	-	-	43	32
Novembre 2026	219,44	+30,8%	-	-	-	-	-	43	31
Dicembre 2026	221,31	+17,1%	-	-	-	-	-	43	32
Gennaio 2027	205,71	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	213,91	+20,4%	-	-	6	6	-	43	95
I Trimestre 2027	202,91	+22,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	135,50	+30,9%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	131,76	+11,1%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2027	152,98	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	155,58	+23,2%	-	-	2	2	-	7	61
Totale			-	-	8	8	-		124

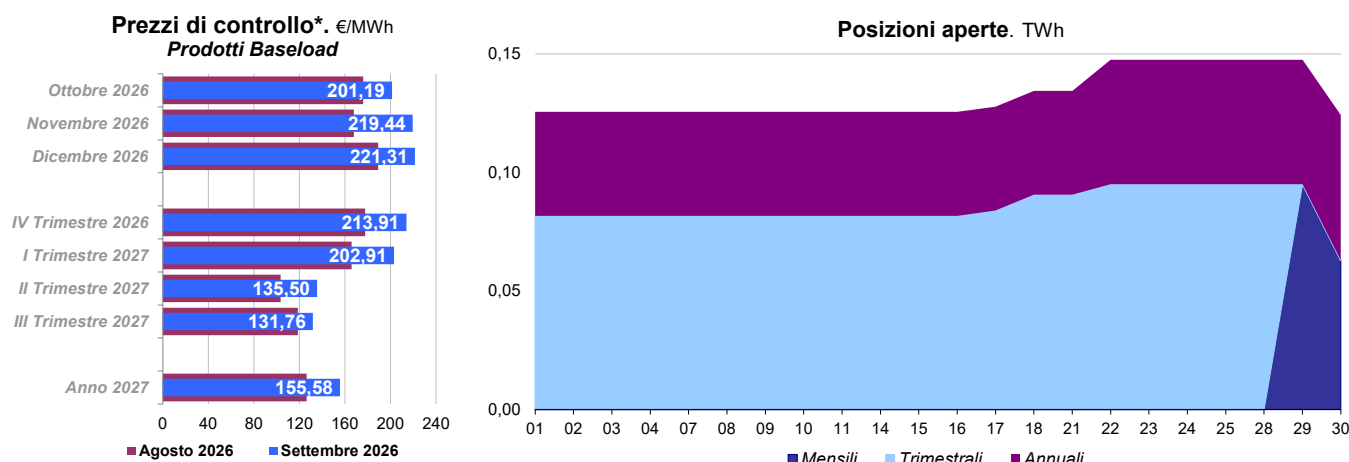
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Ottobre 2026	222,37	+12,9%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2026	233,51	+29,6%	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2026	238,44	+16,5%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2027	221,57	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	231,51	+19,1%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	214,72	+22,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	129,30	+22,6%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	131,07	+15,4%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2027	171,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	161,40	+21,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-	-	-
TOTALE			-	-	8	8	-		124

* 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 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Sulla PCE crescono sia le transazioni registrate, a 19,9 TWh (+11,3% su agosto in media, attestandosi su uno dei livelli più alti degli ultimi anni), sia la posizione netta, a 11,5 TWh (+1,9%). Il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta sale a 1,73. I programmi registrati nei conti in immissione risultano pari a 3,6 TWh, mentre in prelievo a 8,0 TWh, con i relativi sbilanciamenti a programma a 7,9 TWh e a 3,4 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

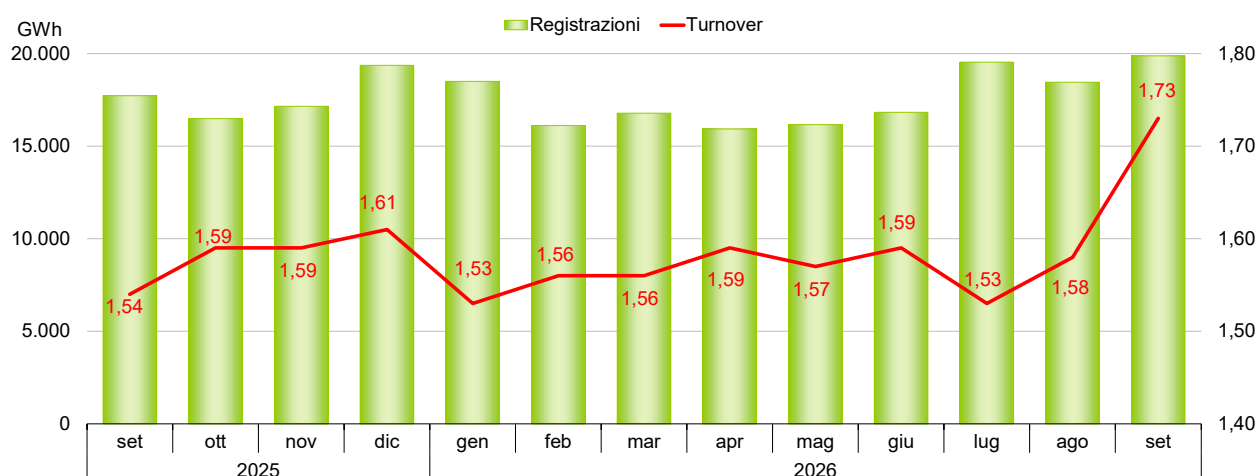
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione GWh Variazione	Prelievo GWh Variazione	
Baseload	2.668	+0,7%	13,4%	Richiesti	4.815 -12,7%	8.033 +3,7%	
Off Peak	0	-	0,0%	Rifiutati	1.213 +7,1%	1 +72,2%	
Peak	16	+120,5%	0,1%	Registrati	3.602 -17,8%	8.032 +3,7%	
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.684	+1,0%	13,5%	Sbilanciamenti a programma	7.877 +10,9%	3.447 -7,8%	
Totale Non standard	17.166	+15,0%	86,4%	Saldo programmi	-	4.430 +31,7%	
PCE bilaterali	19.850	+12,9%	99,9%				
MTE	30	- 79,6%	0,1%				
MPEG	-	-	-				
TOTALE PCE	19.880	+12,1%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	11.479	- 0,0%					

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

Grafico 11: PCE, contratti registrati e Turnover

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 21,3 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 49%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato

a negoziazione continua (12,4 TWh). Con riferimento ai prezzi, a settembre l'IG Index (IGI) sale a 78,61 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese nell'intorno di 79 €/MWh, e sugli altri hub europei.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A settembre l'IG Index (IGI) si porta in media a 78,61 €/MWh, livello massimo dall'avvio della sua pubblicazione (+14,35 €/MWh su agosto), mostrando un andamento crescente già da inizio mese con picchi giornalieri superiori agli 85 €/MWh nella parte centrale. La dinamica appare in linea con quanto

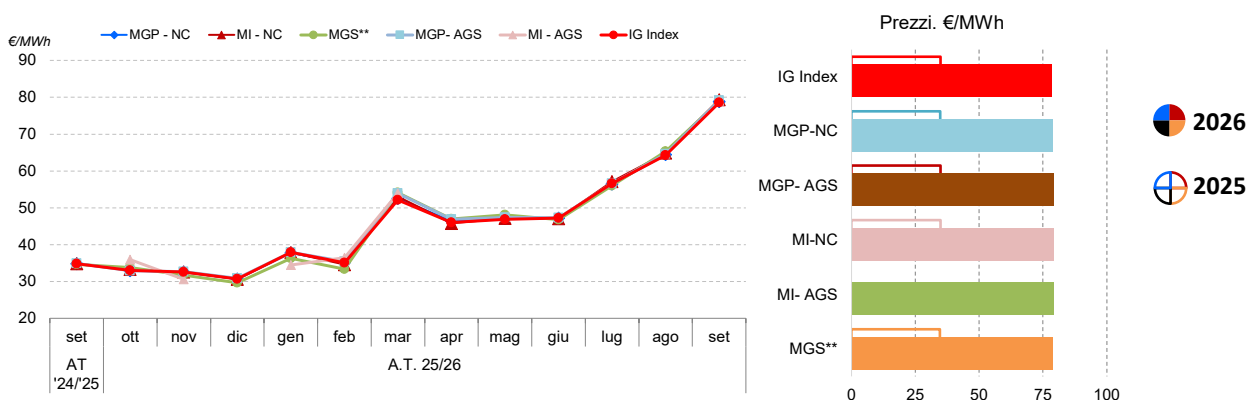
osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che sale a 75,35 €/MWh (+13,80 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si attesta a 3,26 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in rialzo rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno di 79 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	78,61	(34,83)	+125,7%	70,08	86,74
MP-GAS					
MGP					
Negoziante continua	78,83	(34,79)	+126,6%	46,10	88,00
Comparto AGS	79,22	(34,92)	+126,9%	73,50	86,78
MI					
Negoziante continua	79,38	(34,83)	+127,9%	71,00	88,70
Comparto AGS	79,10	(-)	+0,0%	79,10	79,10
MGS**	79,03	(34,62)	+128,3%	68,05	87,02
Stogit	79,03	(34,62)	+128,3%	68,05	87,02
Edison	-	(-)	-	-	-
MPL	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta. 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) risultano pari a 21,3 TWh (erano 25,5 TWh ad agosto), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 49%. Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 14,3 TWh (erano 13,0 TWh ad agosto), di questi 12,4 TWh (+12,1%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sull'intero MP-GAS si porta al 58%. In aumento rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 1,9 TWh (+22,7%) e 9% del totale MP-GAS, relativi principalmente a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 3,5 TWh (2,9 TWh ad agosto), riguardanti principalmente la negoziazione continua (3,4 TWh, +21,7%), il cui peso sul MP-GAS si attesta al 16%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del

Bilanciamento risultano pari a 0,4 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 3,1 TWh. Nel comparto AGS sono stati scambiati 55 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS si portano a 3,5 TWh (erano 9,5 TWh ad agosto), di questi 3,3 TWh relativi alle negoziazioni derivanti dalle aste per la vendita del gas stoccato di ultima istanza, indette da Snam Rete Gas. Meno significativi i volumi scambiati da Snam per finalità di bilanciamento (0,14 TWh) e quelli contrattati tra operatori terzi (0,1 TWh). Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a settembre non sono stati registrati scambi, mentre sul comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS) sono stati scambiati 238,7 GWh, riferiti al periodo di consegna Novembre 2026, ad un prezzo medio di 71,13 €/MWh.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		
	Totale	Var	
MP-GAS			
<i>MGP</i>			
Negoziazione continua	12.422.424	(8.426.640)	+47,4%
Comparto AGS	1.879.656	(1.715.640)	+9,6%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	3.414.576	(2.682.744)	+27,3%
Comparto AGS	54.864	(-)	-
<i>MGS**</i>			
Stogit	3.523.434	(295.778)	+1091,2%
Edison	-	(-)	
MPL	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

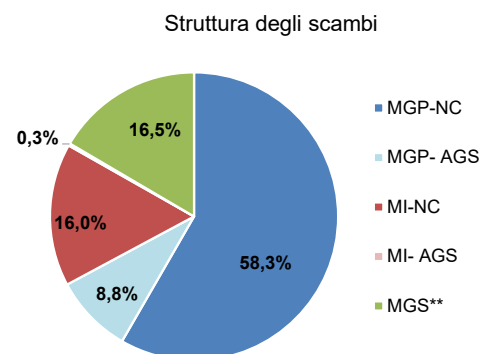
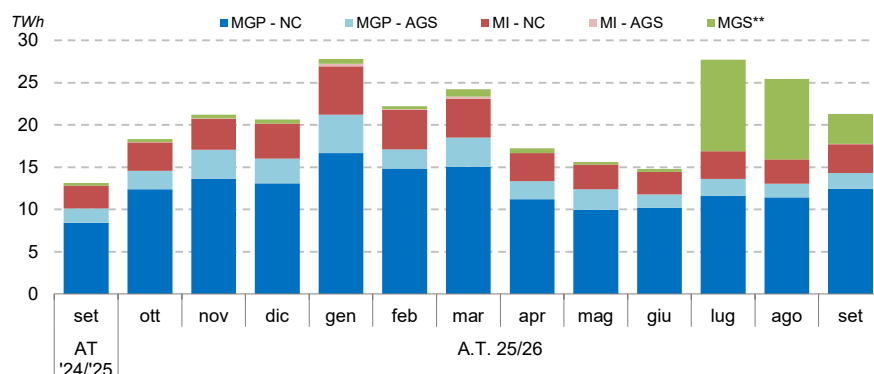


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	3.523.434	(295.778)	3.523.434	(295.778)	-	(-)	-	(-)
SRG	55.610	(9.771)	3.361.386	(72.235)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	55.610	(9.771)	84.211	(72.235)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	3.277.175	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	3.467.824	(286.007)	162.048	(223.543)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

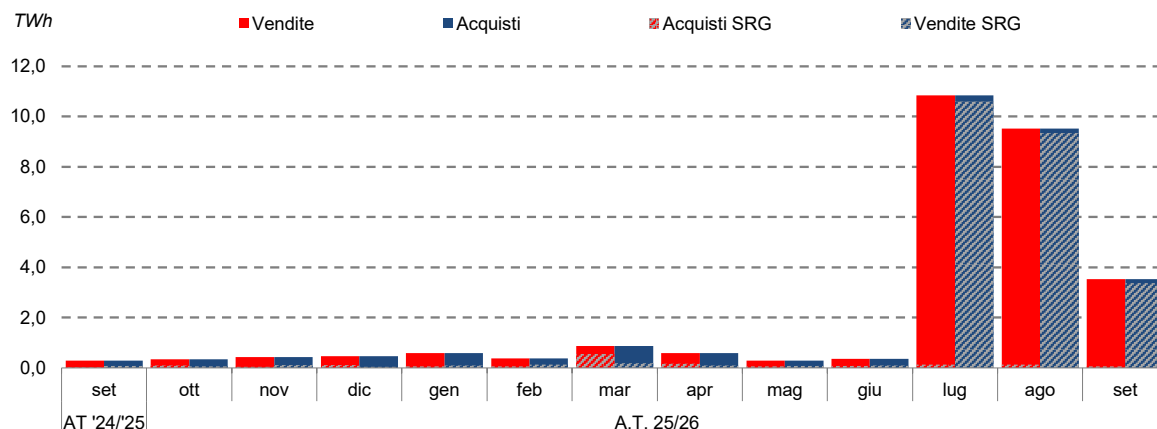
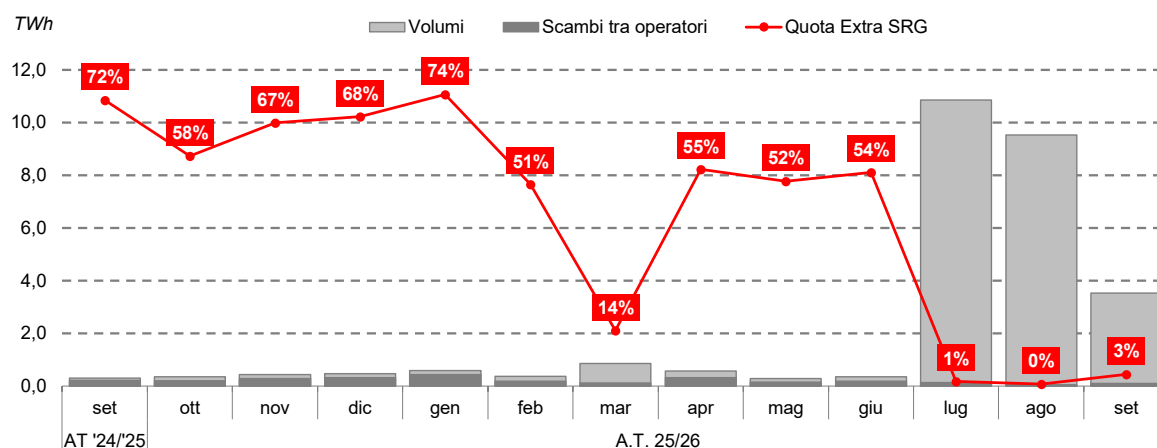


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g
BoM-2026-09	-	-	75,54	20,5%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2026-10	-	-	80,52	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-10	-	-	80,13	18,6%	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-11	-	-	79,21	15,7%	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-12	-	-	83,52	22,5%	-	-	-	-	-	-	-
M-2027-01	-	-	78,43	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	80,30	18,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	75,59	16,6%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-02	-	-	62,35	42,2%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-03	-	-	57,07	39,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-04	-	-	57,28	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	83,41	45,1%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2027	-	-	60,09	41,1%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	64,23	41,8%	-	-	-	-	-	-	-
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 settembre la Domanda Italia si attesta a 4.146 milioni di mc (43,8 TWh), in aumento rispetto al mese precedente per effetto di un significativo incremento dei prelievi nel comparto civile (943 milioni di mc, 10,0 TWh) e industriale (923 milioni di mc, 9,8 TWh). Stabili, invece, i consumi del comparto termoelettrico (2.122 milioni di mc, 22,4 TWh). In crescita le esportazioni, pari a 157 milioni di mc (1,7 TWh). Sul lato delle importazioni (4.705 milioni di mc, 49,7 TWh) si riducono su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 2.990 milioni di mc (31,6 TWh), mentre aumentano i flussi tramite rigassificatori

GNL, a 1.520 milioni di mc (16,1 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 32%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra un significativo calo a Mazara (11,3 TWh, 23% del totale e -10 p.p. rispetto ad agosto), mentre risulta meno rilevante la flessione a Passo Gries (6,3 TWh) e al rigassificatore di Piombino (3,5 TWh). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (8,5 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 11.969 milioni di mc (126,5 TWh), in flessione 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	4.705	49,7	+4,4%
Mazara	1.066	11,3	+0,8%
Tarvisio	347	3,7	+244,5%
Passo Gries	592	6,3	+17,0%
Gela	31	0,3	-22,7%
Gorizia	66	1	-
Melendugno	888	9,4	+0,3%
Panigaglia (GNL)	73	0,8	-64,5%
Cavarzere (GNL)	745	7,9	+17,4%
Livorno (GNL)	374	4,0	-4,6%
Piombino (GNL)	328	3,5	-11,2%
Ravenna	194	2	-38,2%
PRODUZIONE	249	2,6	-0,7%
STOCCAGGI	-800	-8,5	+14,0%
TOTALE IMMESSO	4.154	43,9	+2,4%
RICONSEGNE SNAM RETE GAS	3.989	42,2	+3,5%
Industriale	923	9,8	-8,9%
Termoelettrico	2.122	22,4	+16,5%
Reti di distribuzione	943	10,0	-7,3%
RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*	157	1,7	+56,7%
DOMANDA ITALIA	4.146	43,8	+4,9%
ESPORTAZIONI	7	0,1	-92,6%
TOTALE PRELEVATO	4.154	44	+2,4%

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

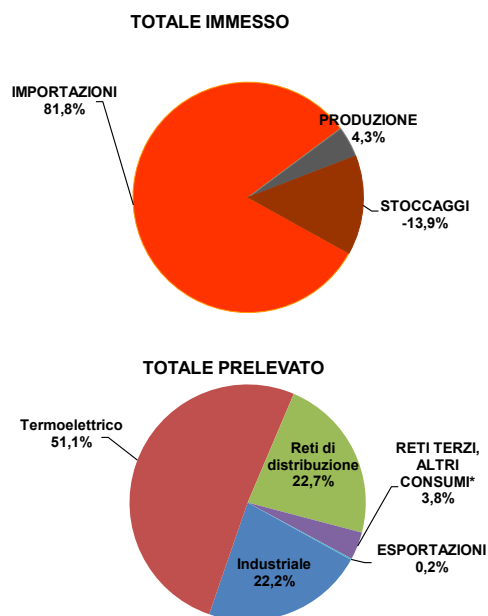
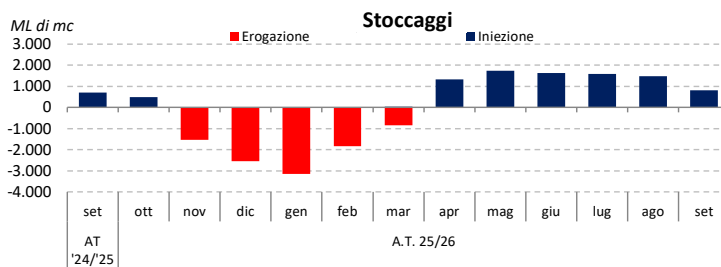
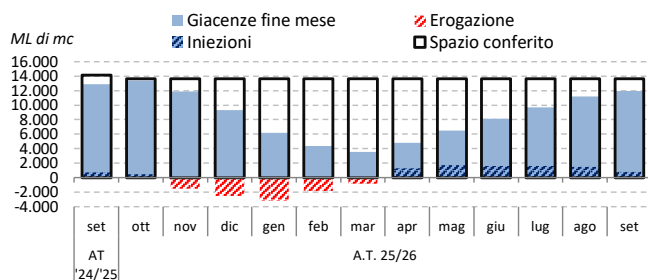


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2026)	11.969	126,5	-7,3%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	800	8,5	+14,0%
Flusso netto	800	8,5	+14,0%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	88,0%		-3,5 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Le tensioni mediorientali sostengono, anche a settembre, i prezzi delle commodities energetiche, che registrano rialzi quasi sempre in doppia cifra su agosto con livelli record, o

prossimi ad essi, per greggio e gasolio e massimi da inizio 2023 sui maggiori hub europei del gas e sulle principali borse energetiche continentali.

A settembre la quotazione del Brent sale su uno dei livelli più alti di sempre (121,70 \$/bbl, +30% su agosto) e il gasolio si porta ai massimi (1.429,81 \$/MT, +18%), con valori giornalieri rispettivamente fino a 143 \$/bbl e a 1.548 \$/MT nella seconda parte del mese. Rialzo in doppia cifra anche per il prezzo del carbone, che torna a sfiorare 140 \$/MT (138,09 \$/MT, +13%) come non accadeva da aprile 2023; più debole

la crescita dell'olio combustibile (638,41 \$/MT, +5%). Le previsioni dei mercati a termine per i prossimi mesi sono di prezzi generalmente più bassi rispetto agli attuali livelli spot per Brent e derivati e analoghi per il carbone. In lieve calo il tasso di cambio euro/dollaro (1,15 €/\$, -1%), la cui dinamica accentua leggermente l'intensità dei rialzi mensili di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

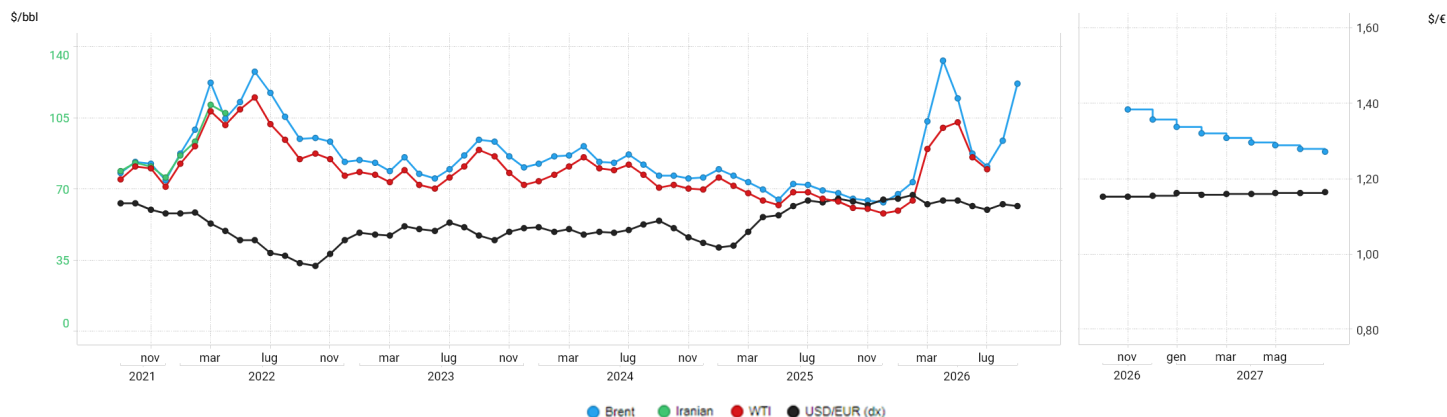
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	121,70	30%	79%				101,95	18%	97,45	15%		
Olio Combustibile	USD/MT	638,41	5%	45%	516,29	563,02	15%	547,87	15%	532,81	14%	491,68	9%
Gasolio	USD/MT	1.429,81	18%	108%	1.347,75	1.439,25	21%	1.374,59	21%	1.305,68	21%		
Carbone	USD/MT	138,09	13%		131,45	138,09	11%	138,35	10%	138,17	3%	128,21	7%

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	105,77	31%	82%		-		88,39	-	84,40	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	554,35	6%	47%		488,75	-	475,01	-	461,39	-	421,33	-
Gasolio	EUR/MT	1.241,69	19%	111%		1.250,00	-	1.192,37	-	1.131,22	-		-
Carbone	EUR/MT	119,81	13%			119,89	-	119,97	-	119,66	-	109,88	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,15	-1%	-2%	1,16	1,15	-	1,15	-	1,15	-	1,17	-

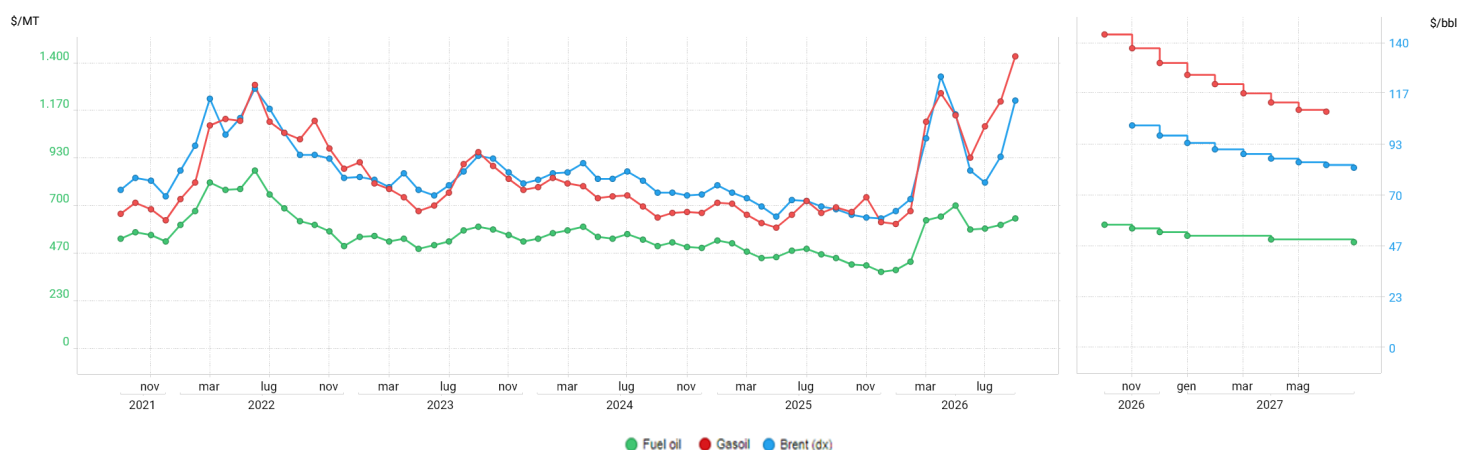
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



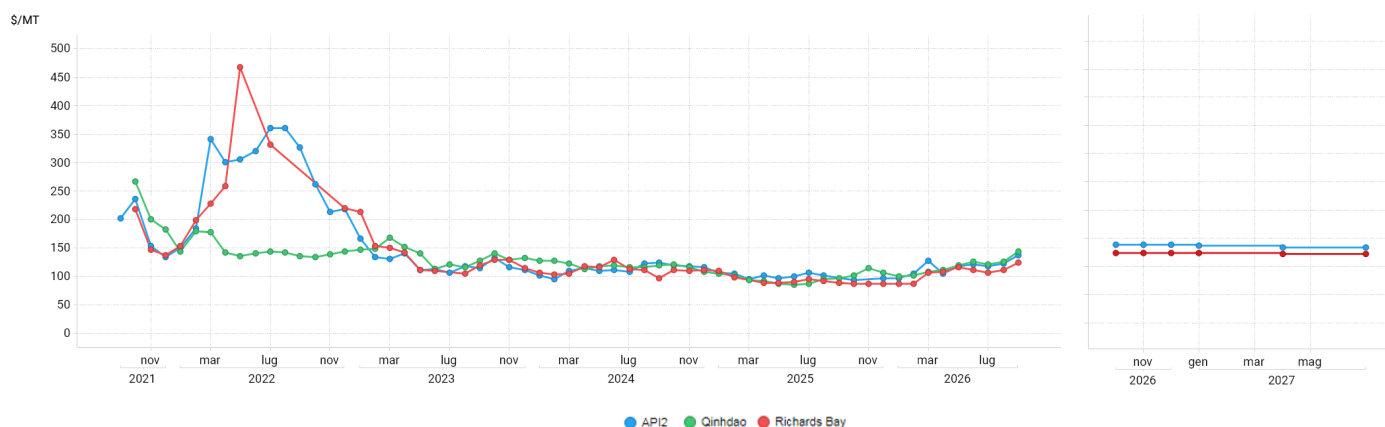
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



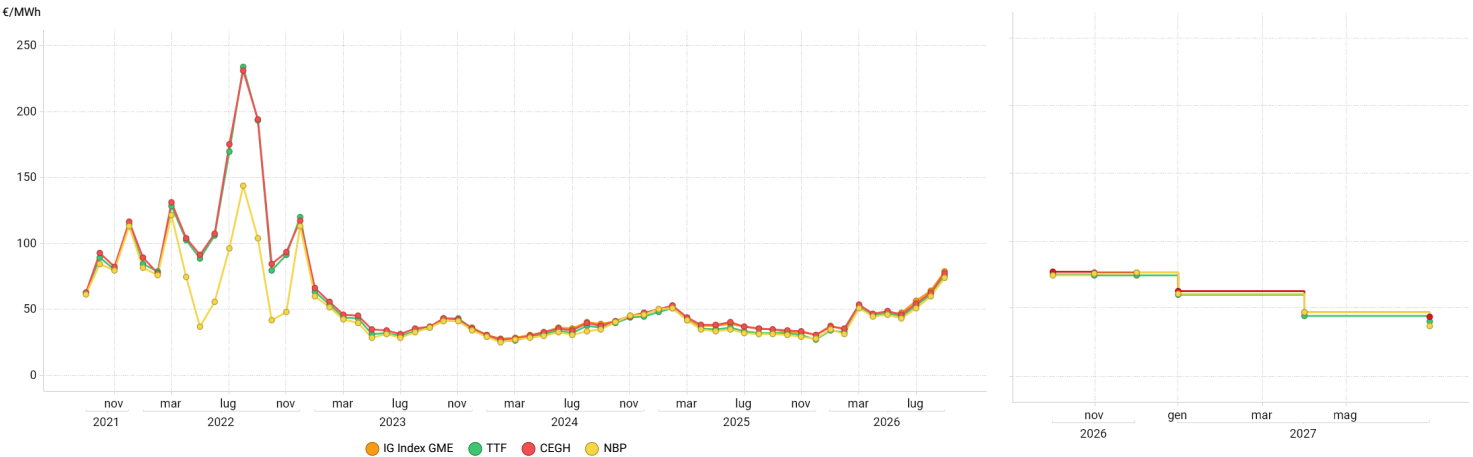
Fonte: LSEG Data & Analytics

*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1, per le quali a partire dal 1° aprile 2026 il fornitore ha modificato il prodotto utilizzato come riferimento.

Su livelli mai così elevati da gennaio 2023 i principali riferimenti del gas (+22/+24% su agosto), con l'IG Index del GME a 78,61 €/MWh (e fino a 86 €/MWh a metà mese), il TTF olandese a 75,35 €/MWh e il loro spread che torna a superare 3 €/MWh (3,26 €/MWh, +0,54 €/MWh). I mercati a termine esprimono aspettative rialziste, con livelli attesi del TTF nei prossimi mesi ancora sopra 75 €/MWh.

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

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
IG Index GME	IT	78,61	22%	126%									
TTF	NL	75,35	22%	136%	66,20	75,54	21%	75,02	22%	75,02	23%	56,18	25%
CEGH	AT	77,29	22%	124%	69,55	77,14	22%	76,70	21%	76,75	21%	59,31	25%
NBP	UK	74,36	24%	139%	65,71	74,65	22%	76,33	24%	76,88	-53%		

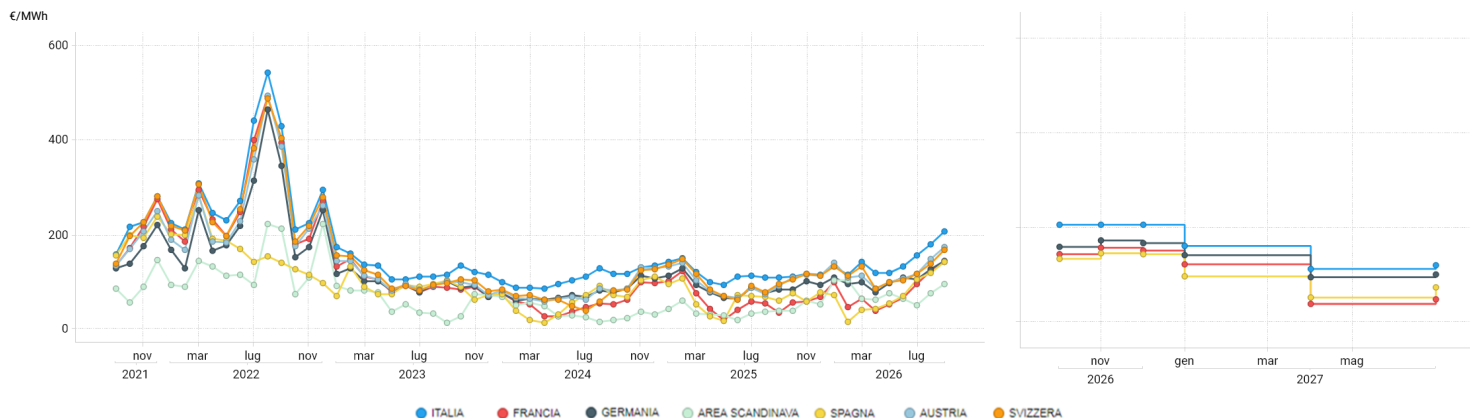


Fonte: LSEG Data & Analytics

Aggiornano i massimi da inizio 2023 anche i riferimenti elettrici in Europa continentale, sostenuti dal rialzo del costo dei combustibili. Il Pun Index italiano torna a superare 200 €/MWh (207,54 €/MWh, +15%), mentre salgono a 143/145 €/MWh i prezzi in Francia, Germania e Spagna (+14/+21%). In netto aumento, ma ancora sotto 100 €/MWh, l'Area scandinava (96 €/MWh, +24%). I mercati a termine indicano nei prossimi mesi prezzi elettrici analoghi agli attuali spot in Italia e più elevati in Francia e Germania.

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

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	207,54	15%	90%	180,00	205,21	17%	206,33	18%	205,24	7%	147,94	19%
FRANCIA	143,30	17%	312%	122,80	144,58	36%	156,48	28%	151,27	10%	85,29	30%
GERMANIA	144,82	14%	73%	126,89	160,02	17%	172,35	16%	167,35	4%	127,52	18%
AREA SCANDINAVA	95,57	24%	143%									
SPAGNA	143,25	21%	135%	126,25	133,94	20%	144,79	28%	143,08	27%	87,27	21%
AUSTRIA	173,66	17%	88%									
SVIZZERA	168,22	20%	75%									



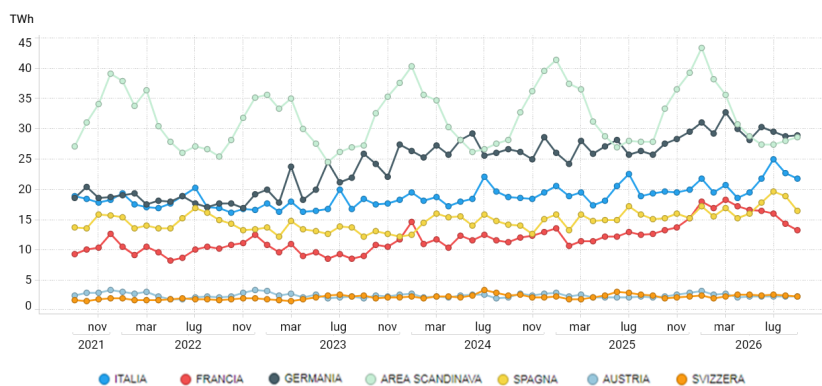
Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, ancora in diffusa crescita tendenziale i volumi sui mercati spot, che segnano deboli rialzi mensili in Germania (28,9 TWh, +1%) e nell'Area scandinava (28,6

TWh, +2%) e restano in riduzione in Italia (21,8 TWh, -4%), in Francia (13,3 TWh, -7%) e soprattutto in Spagna (16,5 TWh, -12%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	21,8	-4%	13%
FRANCIA	13,3	-7%	5%
GERMANIA	28,9	1%	12%
AREA SCANDINAVA	28,6	2%	2%
SPAGNA	16,5	-12%	9%
AUSTRIA	2,3	0%	7%
SVIZZERA	2,4	-2%	-3%



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 settembre, il prezzo medio cresce lievemente a 251,33 €/tep con gli scambi in aumento a 192 mila tep (+236%). In rialzo, sia in termini di prezzi che di volumi, anche le registrazioni sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio scende a 1,26 €/MWh (-8%), poco sotto le quotazioni bilaterali, anch'esse in calo a 1,49 €/MWh (-6%). In aumento, invece, le quotazioni delle Garanzie

d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026 sul mercato (1,71 €/MWh, +9%), mentre risultano in ribasso sulla piattaforma bilaterale (1,74 €/MWh, -6%). Complessivamente gli scambi risultano pari a 90 GWh sul mercato organizzato e a 1,8 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 1,1 TWh, ad un prezzo medio di 3,71 €/MWh per il periodo 2026 e 1,48 per il 2025. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a settembre non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di settembre il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 251,33 €/tep, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+0,6%). In crescita la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale, a 187,56 €/tep (+9,8%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 63,77 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 12 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 78% (+7 p.p. su agosto). In calo al 6% (-11 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (250,00-252,05 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a settembre, i titoli negoziati crescono a 192 mila tep

sul MTEE (+236% su agosto), con la liquidità del mercato al 75,5% (-14 p.p.), in corrispondenza anche dell'incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 62 mila tep (+826%). L'analisi intra-sessione su MTEE mostra quotazioni medie in crescita rispetto a inizio mese, con un differenziale tra minimo e massimo di poco più di 1 €/tep in entrambe le sessioni e volumi medi scambiati pari circa a 96 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 78.454.156 tep, in aumento di 69.695 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 5.075.359 tep, in aumento di 69.689 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	251,33	+0,6%	250,00	252,05	191.857	+236,0%	48,22	+238,1%	925	-	0,5%	+0,5 p.p.	3	+3
Bilaterali	187,56	+9,8%	0,00	250,79	62.338	+826,1%	11,69	+917,0%						
con prezzo >1	239,40	+0,3%	105,83	250,79	48.834	+913,8%	11,69	+916,8%						
Totale	235,69	-2,4%	0,00	252,05	254.195	+298,2%	59,91	+288,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

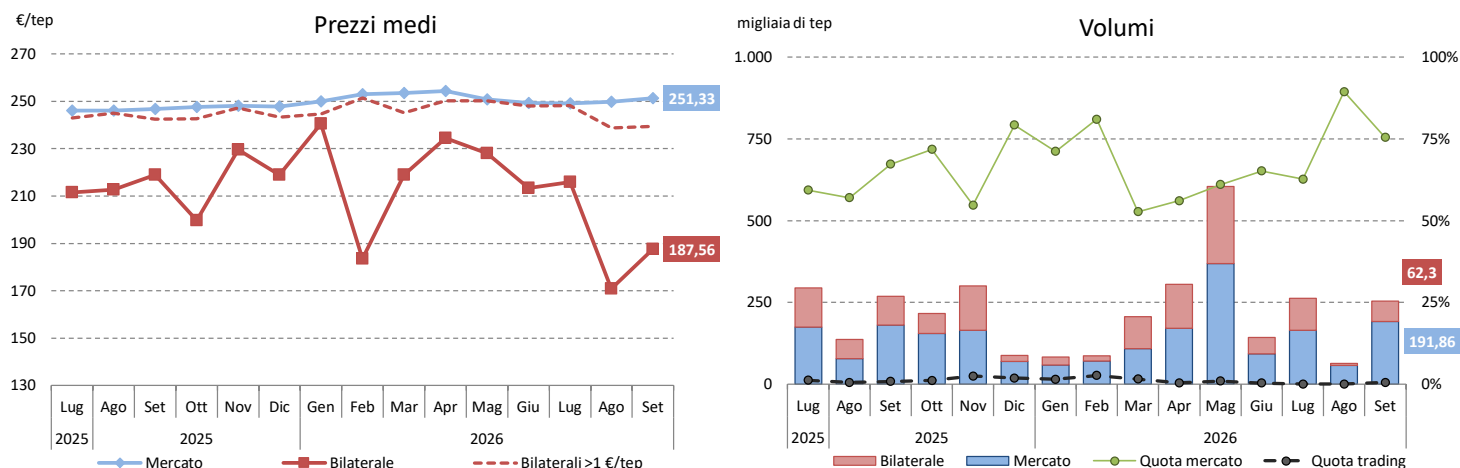


Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2026

Fonte: dati GME

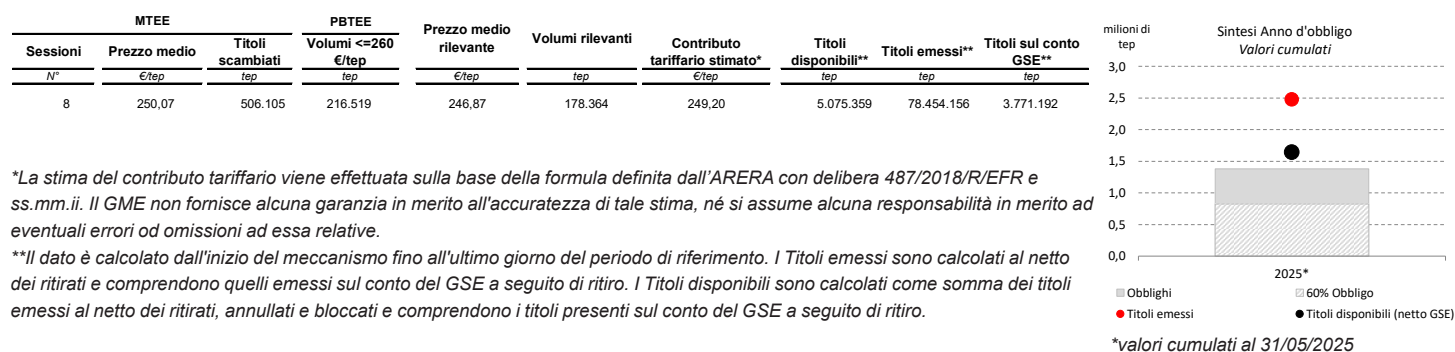
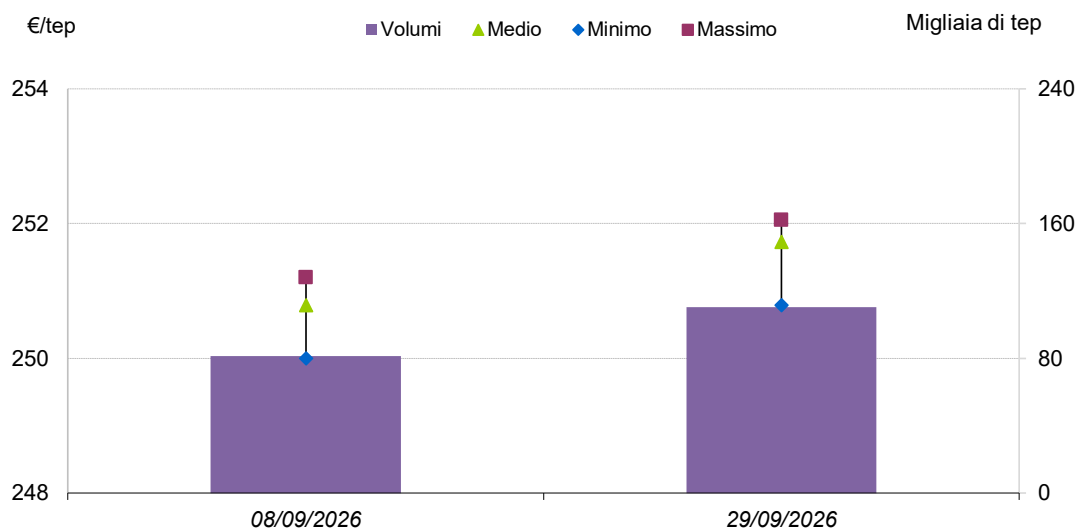


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A settembre, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, scende rispetto al mese precedente a 1,26 €/MWh (-8,4%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 1,49 €/MWh (-6,5%). Sul MGO le quotazioni si collocano tra 0,10 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e 1,68 €/MWh delle categorie Eolico e Solare. Variano, invece, tra 1,44 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 1,53 €/MWh delle tipologia Bio e Eolico i prezzi sulla PBGO. In aumento le quotazioni delle Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2026

sul mercato, dove si attestano a 1,71 €/MWh (+8,6%), mentre calano sulla piattaforma bilaterale (1,74 €/MWh, -5,9%). A settembre i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 90 GWh (+262% rispetto al mese precedente), di questi 79 GWh riferiti al periodo di produzione 2026, mentre risultano pari a 1,8 TWh gli scambi bilaterali (+81%), di cui 1,7 TWh riferiti all'anno 2026. Nelle Aste dedicate del GSE gli scambi ammontano complessivamente a 1,1 TWh, di cui 0,9 TWh riferiti al periodo di produzione 2025 ad un prezzo di 1,48 €/MWh e 0,2 TWh relativi al 2026 il cui prezzo medio risulta pari a 3,71 €/MWh.

Tabella 3: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	1,26	-8,4%	0,10	1,68	10.725	+1001,1%	13.563	+908,9%
Settore Elettrico	1,63	+18,0%	1,50	1,68	8.168	+738,6%	13.308	+889,9%
Settore Gas	0,10	-	0,10	0,10	2.557	-	256	-
Bilaterali	1,49	-6,5%	0,01	7,15	113.814	-72,2%	169.485	-74,0%
Settore Elettrico	1,49	-10,6%	0,70	1,71	98.382	-74,8%	146.914	-77,4%
Settore Gas	1,46	+14526,2%	0,01	7,15	15.432	-19,9%	22.571	+11616,1%
con prezzo >0	1,49	-6,5%	0,01	7,15	113.814	-72,2%	169.485	-74,0%
Asta GSE	1,48	-	0,27	13,00	930.347	-	1.376.499	-
Settore Elettrico	1,47	-	0,27	1,75	929.347	-	1.369.599	-
Settore Gas	6,90	-	0,80	13,00	1.000	-	6.900	-

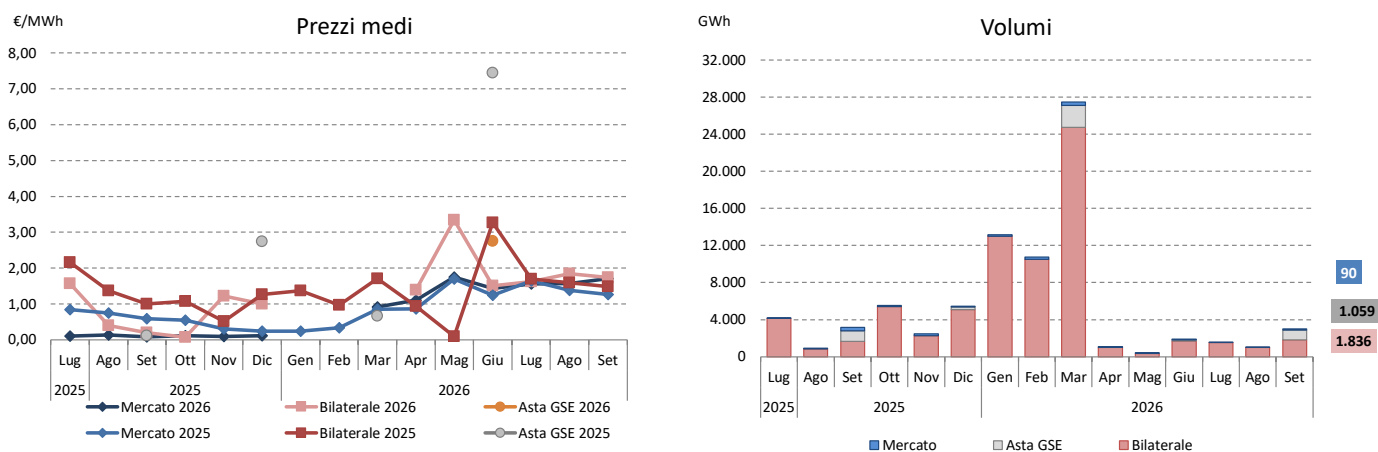
Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	1,71	+8,6%	1,40	1,77	79.128	+232,1%	135.118	+260,6%
Settore Elettrico	1,71	+8,6%	1,40	1,77	79.128	+232,1%	135.118	+260,6%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,74	-5,9%	0,00	7,55	1.722.593	+183,4%	2.995.925	+166,6%
Settore Elettrico	1,57	-15,6%	0,00	7,00	1.607.411	+170,8%	2.519.378	+128,5%
Settore Gas	4,14	+176,9%	-	7,55	115.182	+709,9%	476.548	+2143,1%
con prezzo >0	1,81	-3,7%	0,01	7,55	1.658.885	+177,0%	2.995.925	+166,6%
Asta GSE	3,71	-	0,40	16,90	129.041	-	478.611	-
Settore Elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-
Settore Gas	3,71	-	0,40	16,90	129.041	-	478.611	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 evidenzia una ripartizione piuttosto omogenea per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (23%), Solare (23,2%), Bio (35%) e Eolico (18%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (53%)

e della tipologia Solare (39%) e Bio (26,5%) nelle aste di assegnazione del GSE. Per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2026, invece, si rileva una struttura pressoché analoga su MGO (Bio 37%, Solare 31% e Idroelettrico 20%), una predominanza dell'Eolico sul bilaterale (69,5%) e del Gas Trasporti in asta (64,8%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

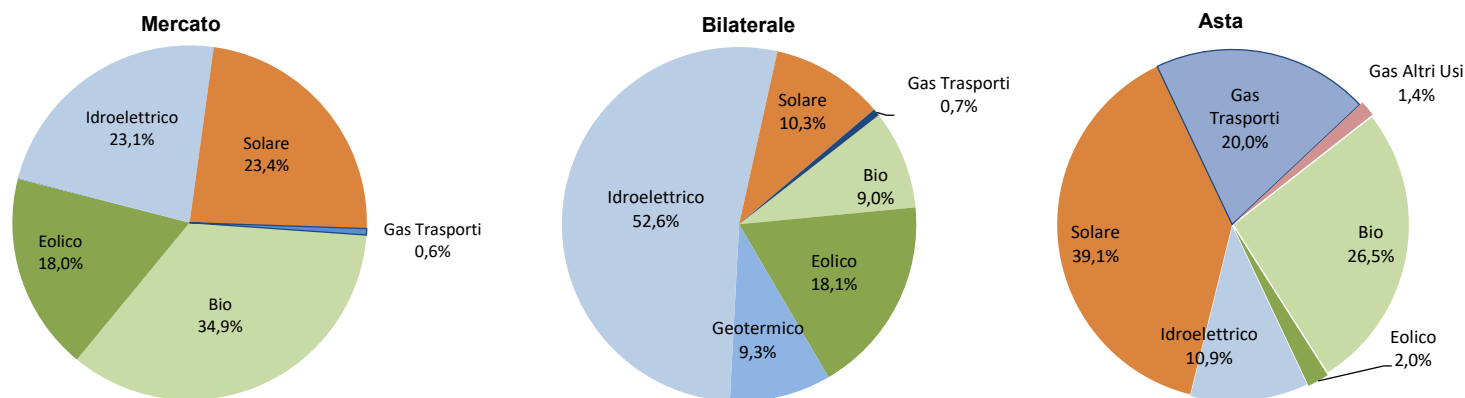
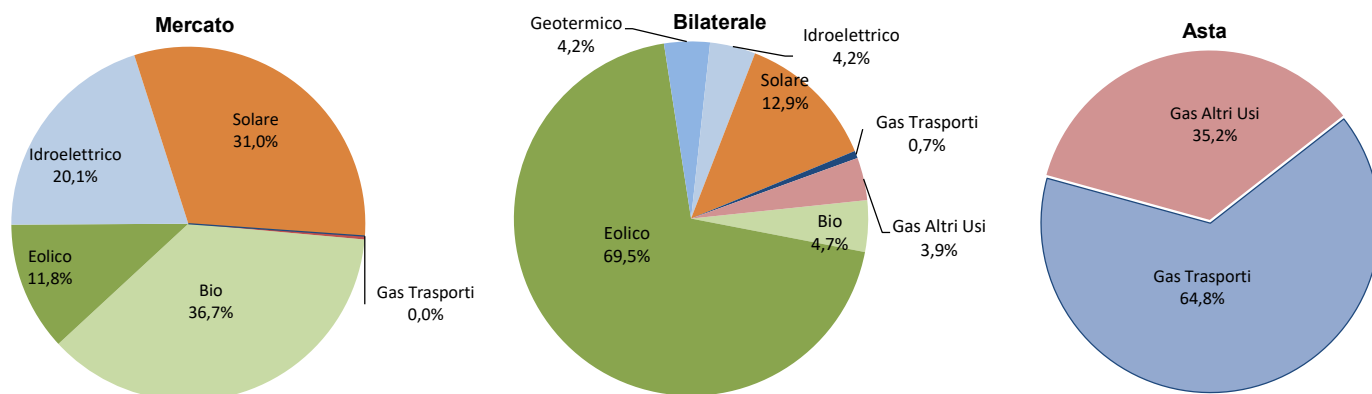


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Comunicato del GME | “Partecipazione alla piattaforma MARI – Avvio prove in bianco” | pubblicato in data 23 settembre 2026 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota l'organizzazione, in collaborazione con Terna S.p.A., di apposite sessioni di prove in bianco con gli operatori al fine di testare le nuove funzionalità della piattaforma del mercato elettrico (IPEX) introdotte per consentire la partecipazione operativa - a decorrere dal 25 novembre p.v. - del gestore di rete alla Piattaforma europea mFRR¹. Le attività di test, avviate lo scorso 28 settembre, termineranno il 13 novembre 2026.

Al riguardo, il GME ha altresì comunicato che ulteriori dettagli sulle tempistiche e modalità di esecuzione delle prove saranno resi disponibili, con cadenza settimanale, sulla home page della piattaforma utilizzata per le sessioni di test, raggiungibile al seguente indirizzo: <https://proveipex.ipex.it>.

Deliberazione 24 settembre 2026 332/2026/R/eel | “Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Premio massimo per l'asta con anno di consegna 2029” | pubblicata in data 25 settembre 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Con riferimento alle attività di cui al meccanismo MACSE² e facendo seguito al documento per la consultazione ARERA n.283/2026/R/eel del 30 luglio 2026³, con la deliberazione in oggetto l'Autorità ha stabilito il premio massimo per la prossima asta di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico relativa ai dispositivi di accumulo elettrochimico con anno di consegna 2029. In particolare, l'Autorità ha fissato tale valore massimo pari a 27.000 €/MWh/anno, in luogo dei 22.000 €/MWh/anno inizialmente proposti nel documento di consultazione, accogliendo in parte le istanze degli operatori in merito all'incremento del valore delle spese in conto capitale per le tecnologie interessate. Confermando invece gli orientamenti espressi nel documento di consultazione, con il medesimo provvedimento l'Autorità ha inoltre disposto che lo Studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, che Terna è chiamata a redigere ai sensi della Deliberazione ARERA 247/2023/R/eel, venga aggiornato con cadenza annuale, anziché ogni due anni come previsto in precedenza.

A completamento, si segnala che lo svolgimento della suddetta asta MACSE è previsto per il 24 novembre p.v..

Documento per la consultazione Terna S.p.A. – Swissgrid AG del 7 settembre 2026 | “INTRADAY CONTINUOUS CAPACITY ALLOCATION RULES for the ITALIAN – SWISS BIDDING ZONE BORDER” | pubblicato in data 8 settembre 2026 | Download <https://www.terna.it/>

Con il documento di consultazione in oggetto, Terna S.p.A. ed il gestore di rete svizzero (i.e. Swissgrid AG) hanno illustrato il regolamento disciplinante il meccanismo di allocazione della capacità di trasporto infragiornaliera tra le aree di mercato italiana e svizzera. Con lo scopo di massimizzare l'utilizzo della capacità disponibile per tale orizzonte temporale, il meccanismo è volto in particolare ad allocare la capacità residua non già precedentemente assegnata mediante le aste esplicite giornaliere e infragiornaliere svolte dal Joint Allocation Office (JAO)⁴. A tal fine il suddetto regolamento prevede inter alia:

- i) la realizzazione di una piattaforma ad hoc per l'allocazione, in modalità continua, della capacità infragiornaliera tra Italia e Svizzera (denominata Capacity Allocation Platform - CAP);
- ii) una tempistica di apertura delle sessioni per la presentazione delle richieste di capacità da parte degli operatori alle ore 22:50 del giorno precedente al giorno di consegna (D-1), con un intervallo di sospensione di ricezione delle richieste dalle ore 8:30 alle 10:50 del giorno di consegna (D);
- iii) la possibilità di presentare le richieste di assegnazione della capacità fino ad un'ora prima (h-1) dell'inizio del periodo di consegna della Market Time Unit di riferimento;
- iv) l'allocazione della capacità disponibile a titolo gratuito, secondo il principio First Come First Served, il quale prevede l'accettazione delle richieste di assegnazione secondo un criterio di precedenza cronologica, basato sul momento di ricezione delle richieste sulla piattaforma CAP;
- v) l'obbligo per l'operatore di utilizzare tutta la capacità di trasporto allo stesso aggiudicata in esito al processo di allocazione, con sostegno degli oneri di sbilanciamento nei confronti del gestore di rete di riferimento nei casi di mancato o incompleto utilizzo.

Documento per la consultazione Terna S.p.A. del 4 settembre 2026 | “Consultazione Codice di Rete” | pubblicato in data 4 settembre 2026 | Download <https://download.terna.it/>

Con il documento in oggetto, Terna S.p.A. ha sottoposto a consultazione la proposta di aggiornamento del Codice di Rete e del Load Frequency Control Block Operational Agreement per l'Italia. I principali aggiornamenti riguardano i seguenti aspetti:

i) le modalità di partecipazione delle Unità Virtuali Abilitate Zonali (UVAZ) alla Piattaforma Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR - Piattaforma MARI);

ii) l'aggiornamento dei criteri di dimensionamento dei fabbisogni di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR) e di riserva per il ripristino della frequenza (FRR);

iii) la riduzione del lasso di tempo per l'aggiornamento, da parte di TERNA, degli intervalli di fattibilità in caso di avarie e/o disservizi delle Unità Abilitate e l'introduzione di maggiori informazioni sulle motivazioni tecniche alla base della definizione degli intervalli di fattibilità.

Il termine di chiusura della consultazione è stato fissato da TERNA al 30 ottobre p.v..

¹ Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale, sviluppata nell'ambito del progetto MARI (Manually Activated Reserves Initiative) in attuazione di quanto disposto dal Regolamento (UE) 2017/2195

² Meccanismo di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio, introdotto ai sensi dell'art.18 del D.lgs. n.210/2021, volto a massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nonché a favorire l'integrazione di tali risorse nell'ambito dei mercati dell'energia e dei servizi ancillari.

³ Cfr. Newsletter n. 206 agosto 2026

⁴ Il Joint Allocation Office (JAO) è la società che gestisce, per conto dei gestori di rete europei, la piattaforma unica di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliero, in conformità al Regolamento (UE) 2016/1719, con riferimento alle frontiere interne dell'UE e ad alcune frontiere con paesi Extra-UE.

Gli appuntamenti

14 ottobre

Geopolitica e sicurezza energetica: i nuovi equilibri globali

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it/>

15 ottobre

Made in Europe, green tech e mobilità sostenibile

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it/>

15 ottobre

Made in Europe, Green Tech e Mobilità sostenibile

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it/>

15 ottobre

NUNEM 2026

Milano, Italia

Organizzato da Nunem

<https://ikn.it/>

15 ottobre

Lo sviluppo dello SSLNG in ambito terrestre e portuale

Roma, Italia

Organizzato da Assocostieri

<https://www.assocostieri.it/>

20-21 ottobre

Cambridge Energy Nexus 2026: Bridging Global Innovation & Sustainable Futures

Evento online e in presenza

Cambridge, Regno Unito

Organizzato da M&A Ecom Enterprises LLC

<https://lens25.webflowltd.com/>

20-22 ottobre

NetZero Milan Expo Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

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

23 ottobre

Il legame tra regolazione e sostenibilità

Milano, Italia

Organizzato da UniBicocca e Cesisp

<https://cesisp.unimib.it/>

26-27 ottobre

Emerging Materials Global Network

Evento online e in presenza

Marrakech, Marocco

Organizzato da Performers Events

<https://2026.emgn-meeting.org/>

26-30 ottobre

European Hydrogen Week 2026

Bruxelles, Belgio

Organizzato da European Commission, Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Partnership, in partnership with UNIDO

<https://euhydrogenweek.eu/>

27 ottobre

Transizione energetica, risorse idriche ed economia circolare, economia del mare

Roma, Italia

Organizzato da Task Force Italia

<https://taskforceitalia.com/>

28 ottobre

Orizzonte nucleare

Milano, Italia

Organizzato da UniBicocca e Cesisp

<https://cesisp.unimib.it/>

28 ottobre

Green Building Forum Italia

Roma, Italia

Organizzato da GBC

<https://gbcitalia.org/>

29 ottobre

Forum Sostenibilità 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24OreEventi

<https://24oreventi.ilsale24ore.com/>

29 Ottobre

Agrivoltaico 2027: quali progetti si possono realizzare davvero?

Evento online

Organizzato da Qualenergia e Fieragricola Tech

<https://www.qualenergia.it/>

31 ottobre-1 novembre

IEEE International Conference on Power, Electrical and Energy Systems Engineering

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da University of Electronic Science and Technology of China

<https://www.peese.net/>

2-3 novembre

Future of Utilities Smart Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

<https://futureofutilities.com/>

3-6 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

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

4 novembre

Governare il cambiamento

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://rcsacademy.corriere.it/>

4-5 novembre

RE-Source

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da RE-Source

<https://resource-platform.eu/>

6-8 novembre

International Conference on Energy Power System and Smart Grid Technologies

Evento online e in presenza

Antalya, Turchia

Organizzato da Epssgt

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

9-30 novembre

COP31

Antalya, Turchia

Organizzato da ONU

<https://unfccc.int/>

10 novembre

Geopolitica e MercatiGlobali

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://rcsacademy.corriere.it/>

12 novembre

International Conference on Green Energy and Resource Efficiency

Roma, Italia

Organizzato da Green Energy

<https://crgconferences.com/>

17-19 novembre

Rebuild Italia 2026

Rimini, Italia

Organizzato da Remodula Expo

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

18-19 novembre

Annual Submarine Power Cable and Interconnection Forum

Evento online e in presenza

Londra, Regno Unito

Organizzato da Leadvent Group

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

18-19 novembre

European Bioenergy Forum

Bruxelles, Belgio

Organizzato da EBF

<https://bioenergyeurope.org/>

19-21 novembre

MED Dialoghi mediterranei

Napoli, Italia

Organizzato da Ministero per gli Affari Esteri e Ispi

<https://med.ispionline.it/>

20-22 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da ICREC

<https://www.icrec.org/>

25-26 novembre

Annual Energy and Utilities Cyber Security Forum

Evento online e in presenza

Amsterdam Paesi Bassi

Organizzato da Leadvent Group

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

26-27 novembre

Accadueo

Bari, Italia

Organizzato da Accadueo

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

30 novembre – 1 dicembre

Forum Italia Solare 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/>

3-4 dicembre

The European forum on applied photovoltaics and PV integration

Firenze, Italia

Organizzato da IPV

<https://www.ipv-conference.com/>

3-5 dicembre

International Conference on Smart Grid and Energy

Evento online e in presenza

Parigi, Francia

Organizzato da Université de Bretagne Occidentale

<http://www.icsge.org/>

17-19 dicembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da WseeConf

<https://www.wseeconf.org/>

Pubblicazione mensile in formato elettronico

Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07

Direttore Responsabile: Alessandro Talarico

Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

governance@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con

GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.

R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.".

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME, 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.