

APPROFONDIMENTI

IL BIOMETANO IN ITALIA DOPO I BANDI PNRR: STATO E OBIETTIVI

di Gian Paolo Repetto, RIE

Anche se vi sarà una coda nelle procedure di assegnazione della capacità produttiva e degli incentivi legati al DM n. 340 del 15 settembre 2022, sono disponibili ora, a valle dei cinque bandi inizialmente previsti, informazioni ed elementi per fare il punto sia sui progressi del biometano in Italia in termini di produzione e di capacità in esercizio e assegnata, sia sulla distanza che resta dagli obiettivi 2030 del Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC).

I risultati del DM 2018: produzione e capacità installata

Oggi, tutto il biometano prodotto in Italia e la capacità in esercizio o prevista è incentivata. Infatti, come per altri settori industriali ritenuti importanti per il raggiungimento di obiettivi ambientali

o economici ma con costi ancora non competitivi, anche per il biometano sono stati ritenuti necessari, a livello europeo e nazionale, meccanismi di sostegno. Nel nostro Paese, gli incentivi ai gas rinnovabili sono stati prima indirizzati al biogas per produrre elettricità, quindi al biometano promuovendone in primo luogo l'impiego nei trasporti (DM 2018) e sostenendone oggi la produzione per tutti gli usi (DM 2022). Nati soprattutto per smaltire virtuosamente scarti o rifiuti organici in ottica di economia circolare, gli impianti di biometano sono poi diventati uno tra i numerosi strumenti previsti per favorire i processi di decarbonizzazione e il raggiungimento di obiettivi energetico/climatici.

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the
Google Play

Download on the
App Store




**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2025

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

*Il biometano in Italia dopo i bandi
PNRR: stato e obiettivi*

di Gian Paolo Repetto, RIE

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 31

APPUNTAMENTI

Pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME si porta a 111,78 €/MWh (+18,21 €/MWh), in un contesto caratterizzato da un aumento dei prezzi del gas, una crescita degli acquisti (24,6 TWh, con la liquidità del mercato al massimo storico dell'83,1%) e una flessione delle vendite rinnovabili. Cresce, invece, il livello dell'import netto. Sul MI gli scambi salgono ai massimi

da novembre 2024, pari a 3,3 TWh, con volumi negoziati su XBID a 1,0 TWh, il massimo da inizio anno. Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) il baseload Luglio 2025 chiude il periodo di contrattazione a 110,61 €/MWh. In aumento le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Nel mese di giugno il Pun Index GME si attesta a 111,78 €/MWh (+18,21 €/MWh), in corrispondenza di un incremento dei principali riferimenti di prezzo del gas (IG Index GME: 39,18 €/MWh, +1,49 €/MWh) e dello stagionale aumento degli acquisti, ai quali si affianca anche una flessione dei volumi rinnovabili. La

crescita del Pun Index è osservabile in tutti i gruppi di ore, con i prezzi nelle ore di picco che tornano superiori a quelli delle ore fuori picco (116 €/MWh vs. 110 €/MWh), per un rapporto picco/baseload a 1,04. In ultimo, si osserva un minimo orario di 8,53 €/MWh domenica 8 giugno (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

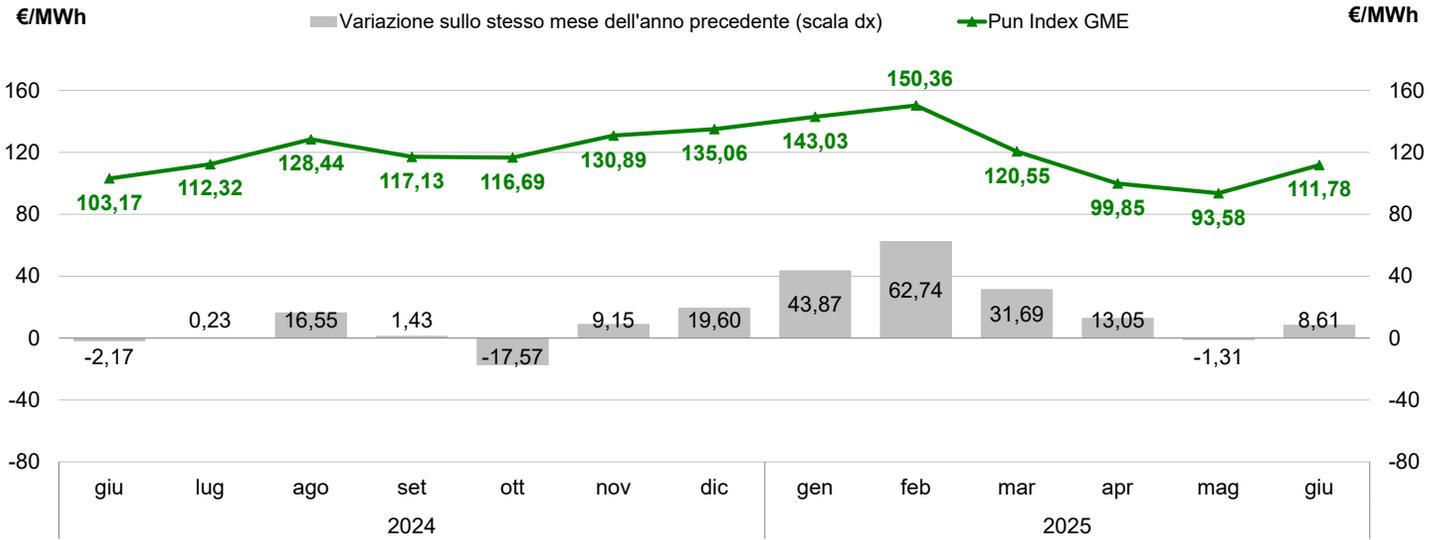
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	111,78	103,17	+8,61	+8,3%	28.424	+11,5%	34.225	+7,1%	83,1%	79,8%
<i>Picco</i>	116,04	106,79	+9,26	+8,7%	34.096	+11,4%	40.403	+6,4%	84,4%	80,6%
<i>Fuori picco</i>	109,65	101,36	+8,29	+8,2%	25.588	+11,5%	31.136	+7,5%	82,2%	79,2%
<i>Minimo orario</i>	8,53	9,65			17.561		21.731		76,1%	72,6%
<i>Massimo orario</i>	185,80	170,40			40.697		46.987		88,4%	86,0%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



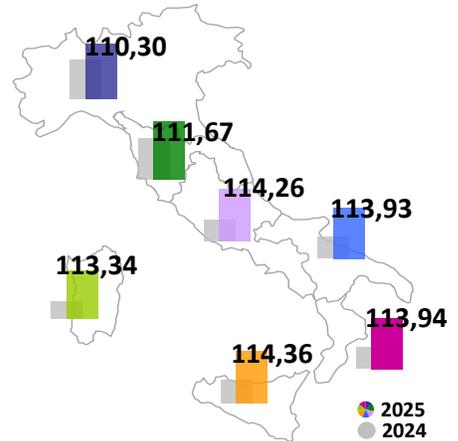
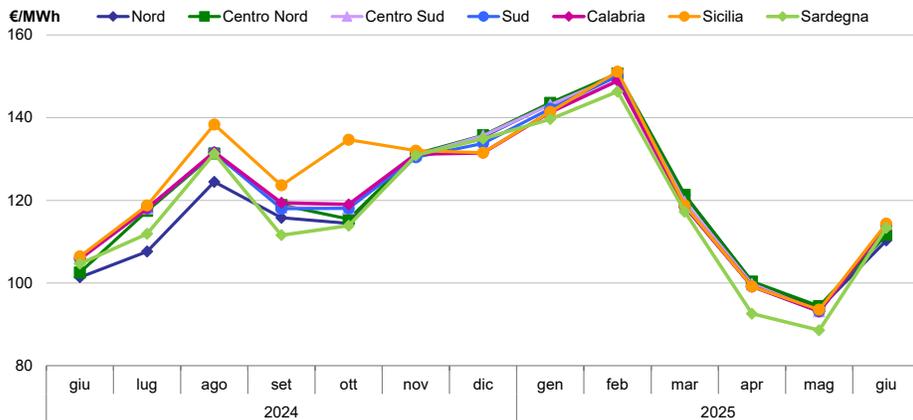
I PREZZI ZONALI

A livello zonale si registrano dinamiche analoghe al Pun Index GME con prezzi a 110/112 €/MWh (+17 €/MWh) al Nord e al Centro Nord e a 113/114 €/MWh (+21/+25 €/MWh) nel resto della penisola e sulle isole. A seguito di tali andamenti si inverte il differenziale di prezzo tra il Nord e le restanti

zone (-4/-1 €/MWh), anche in presenza di restringimenti sui transiti NORD-CNOR e CNOR-CSUD. Infine, si registrano al meridione e in Sicilia minimi orari di 1 €/MWh nella giornata di domenica 29 giugno, anche in concomitanza di picchi di offerta rinnovabile (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

A giugno i volumi offerti tramite blocchi crescono a 2,4 TWh (+0,4 TWh su maggio), di cui 0,8 TWh accettati. Al contrario, mostrano un calo i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, a 9,5 GWh (-0,7 GWh), tutti interamente accettati. Le offerte

in vendita a blocchi risultano sempre distribuite tra Nord, Centro Sud, Sud e Calabria, mentre i volumi offerti in acquisto si concentrano prevalentemente al Centro Sud e, in misura minore, al Nord (Tabella 2).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	20.295.924 (+3,2%)	10.745.694 (+13,2%)	9.550.230 (-6,1%)	851.357 (+26,6%)	100.097 (+10,5%)	751.260 (+29,1%)	21.147.281 (+4,0%)	10.845.791 (+13,2%)	10.301.490 (-4,2%)
Centro Nord	1.618.750 (+7,0%)	1.210.610 (+6,0%)	408.140 (+10,1%)	-	-	-	1.618.750 (+7,0%)	1.210.610 (+6,0%)	408.140 (+10,1%)
Centro Sud	5.514.780 (+1,7%)	2.373.718 (+13,2%)	3.141.063 (-5,6%)	937.733 (+21,9%)	337.364 (+93,4%)	600.369 (+0,9%)	6.452.513 (+4,2%)	2.711.082 (+19,3%)	3.741.431 (-4,6%)
Sud	3.843.777 (-13,5%)	2.102.344 (-4,8%)	1.741.433 (-22,2%)	316.767 (+33,0%)	182.755 (+128,7%)	134.012 (-15,3%)	4.160.544 (-11,2%)	2.285.099 (-0,1%)	1.875.444 (-21,7%)
Calabria	2.229.810 (+21,9%)	761.485 (+61,3%)	1.468.325 (+8,1%)	331.159 (+27,2%)	157.812 (+930,0%)	173.347 (-29,2%)	2.560.969 (+22,5%)	919.297 (+88,6%)	1.641.672 (+2,4%)
Sicilia	2.135.408 (+4,8%)	850.283 (+8,6%)	1.285.124 (+2,4%)	-	-	-	2.135.408 (+4,8%)	850.283 (+8,6%)	1.285.124 (+2,4%)
Sardegna	1.291.607 (-3,5%)	1.044.618 (+2,2%)	246.989 (-21,8%)	-	-	-	1.291.607 (-3,5%)	1.044.618 (+2,2%)	246.989 (-21,8%)
TOTALE NAZIONALE	36.930.056 (+1,9%)	19.088.752 (+10,9%)	17.841.304 (-6,3%)	2.437.015 (+25,6%)	778.028 (+115,9%)	1.658.987 (+5,0%)	39.367.072 (+3,1%)	19.866.781 (+13,0%)	19.500.291 (-5,4%)

OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	14.183.936 (+14,3%)	13.679.242 (+15,1%)	504.694 (-3,8%)	882 (-8,6%)	881 (-8,7%)	0 (+313,3%)	14.184.818 (+14,3%)	13.680.123 (+15,1%)	504.695 (-3,8%)
Centro Nord	2.147.133 (+12,3%)	2.049.137 (+13,2%)	97.996 (-2,6%)	135 (+54,6%)	135 (+54,6%)	-	2.147.268 (+12,3%)	2.049.272 (+13,2%)	97.996 (-2,6%)
Centro Sud	4.541.985 (+18,4%)	4.355.012 (+19,2%)	186.973 (+2,6%)	8.198 (-3,9%)	8.198 (-3,9%)	-	4.550.184 (+18,4%)	4.363.210 (+19,2%)	186.973 (+2,6%)
Sud	1.615.376 (+21,7%)	1.525.956 (+20,0%)	89.420 (+60,9%)	192 (+6,1%)	192 (+6,1%)	-	1.615.568 (+21,7%)	1.526.148 (+20,0%)	89.420 (+60,9%)
Calabria	466.064 (+17,0%)	459.080 (+19,1%)	6.984 (-45,7%)	37 (-24,1%)	37 (-24,1%)	-	466.101 (+17,0%)	459.117 (+19,1%)	6.984 (-45,7%)
Sicilia	1.498.442 (+15,1%)	1.396.210 (+13,8%)	102.232 (+35,9%)	60 (+6,7%)	60 (+6,7%)	-	1.498.502 (+15,1%)	1.396.270 (+13,8%)	102.232 (+35,9%)
Sardegna	797.402 (+17,0%)	704.956 (+16,0%)	92.445 (+25,7%)	-	-	-	797.402 (+17,0%)	704.956 (+16,0%)	92.445 (+25,7%)
TOTALE NAZIONALE	25.250.337 (+15,5%)	24.169.593 (+16,0%)	1.080.744 (+5,5%)	9.504 (-3,7%)	9.504 (-3,7%)	0 (+313,3%)	25.259.842 (+15,5%)	24.179.097 (+15,9%)	1.080.745 (+5,5%)

*Variazioni in media oraria rispetto al mese precedente.

I VOLUMI

A giugno gli acquisti di energia elettrica nel Sistema Italia salgono a 24,6 TWh (+15,3% in media oraria su maggio). La liquidità del mercato cresce all'83,1% (+1,3 p.p.), portandosi al massimo storico su base mensile, spinta da un significativo incremento della componente di borsa, a 20,5 TWh (+17,0%), superiore alla più contenuta crescita delle contrattazioni bilaterali, pari a 4,2 TWh (+7,4%). Gli acquisti nazionali

umentano a 24,2 TWh (+15,9%), raggiungendo il massimo da agosto 2024, mentre risultano in flessione le esportazioni, a 0,5 TWh (-11,2%), il minimo da novembre 2024. Sul lato dell'offerta, mostrano un incremento sia le vendite nazionali, a 19,9 TWh (+13,0%), al livello più alto da settembre 2024, sia le importazioni, a 4,8 TWh (+25,7%), il massimo da marzo (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.466	+11,5%	83,1%
Operatori	12.652	+5,6%	51,3%
GSE	3.143	+6,4%	12,8%
Zone estere	4.670	+36,3%	19,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.176	-10,2%	16,9%
Zone estere	105	-6%	0,4%
Zone nazionali	4.072	-10,3%	16,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.642	+7,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.541	-1,5%	
OFFERTA TOTALE	44.182	+3,1%	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.466	+11,5%	83,1%
Acquirente Unico	445	-58,3%	1,8%
Altri operatori	16.636	+16,2%	67,5%
Pompaggi	135	+111,4%	0,5%
Zone estere	463	+0,3%	1,9%
Saldo programmi PCE	2.787	+13,3%	11,3%
PCE (incluso MTE)	4.176	-10,2%	16,9%
Zone estere	-	-100%	-
Zone nazionali AU	25	-64,0%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	6.938	-1,4%	28,2%
Saldo programmi PCE	-2.787	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.642	+7,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.831	+145,4%	
DOMANDA TOTALE	26.473	+11,4%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

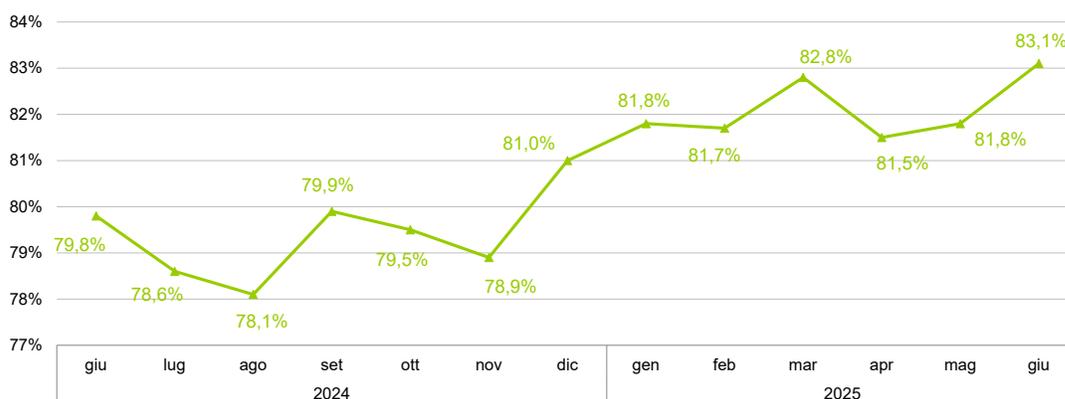


Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	GWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.147	29,4	+1,4%	10.846	15,1	-0,9%	13.680	19,0	+7,8%
Centro Nord	1.619	2,2	+1,3%	1.211	1,7	-0,3%	2.049	2,8	+6,7%
Centro Sud	6.453	9,0	+2,1%	2.711	3,8	+24,9%	4.363	6,1	+8,1%
Sud	4.161	5,8	-8,6%	2.285	3,2	+8,6%	1.526	2,1	+4,4%
Calabria	2.561	3,6	+3,5%	919	1,3	-15,7%	459	0,6	+4,5%
Sicilia	2.135	3,0	-6,5%	850	1,2	-11,8%	1.396	1,9	+5,1%
Sardegna	1.292	1,8	+8,2%	1.045	1,5	+6,3%	705	1,0	+3,9%
Totale nazionale	39.367	54,7	+0,3%	19.867	27,6	+2,0%	24.179	33,6	+7,2%
Estero	4.815	6,7	+34,7%	4.775	6,6	+34,9%	463	0,6	+0,3%
Sistema Italia	44.182	61,4	+3,1%	24.642	34,2	+7,1%	24.642	34,2	+7,1%

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

LE FONTI

Nel mese di giugno, favorite dalla stagionale crescita della domanda, le vendite dei cicli combinati salgono ai massimi da aprile (+3,6 GWh medi su maggio), con la quota delle vendite termiche in crescita al 42,3% (+8,8 p.p.). I volumi rinnovabili e la rispettiva quota di mercato, quest'ultima pari al 55,7% (-8,7 p.p.), risultano in lieve calo, per effetto

principalmente di una flessione delle vendite eoliche, attestatesi ai minimi da settembre 2024. Al contrario, le vendite idriche crescono al livello più alto da agosto 2024, aumento concentrato al Nord, mentre il solare, anch'esso in aumento, si porta al massimo storico su base mensile (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	5.800	+30,9%	508	-16,0%	1.812	+22,4%	1.317	-5,3%	859	-20,3%	434	-36,4%	936	+0,3%	11.666	+10,0%
Gas	4.949	+39,8%	423	-23,0%	1.591	+30,2%	1.105	-6,0%	756	-19,2%	332	-45,8%	517	+4,0%	9.673	+13,4%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	356	-0,8%	356	-0,8%
Altre	851	-4,5%	86	+52,7%	221	-14,4%	212	-1,3%	104	-27,6%	102	+45,1%	62	-18,8%	1.637	-4,3%
Fonti rinnovabili	8.741	-12,9%	1.173	+8,5%	1.925	+27,6%	1.857	+21,3%	418	-4,3%	742	+13,3%	515	+20,9%	15.370	-1,9%
Idraulica	6.028	-19,8%	219	+15,8%	644	+12,3%	562	+14,6%	147	-	192	+8,2%	113	+41,1%	7.905	-13,8%
Geotermica	-	-	593	+1,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	593	+1,0%
Eolica	24	-7,3%	18	+1,0%	346	-1,8%	812	+22,9%	167	-18,8%	253	+1,2%	111	-23,6%	1.731	+4,4%
Solare e altre	2.690	+7,8%	343	+19,6%	934	+60,5%	484	+27,1%	104	+11,0%	296	+30,8%	291	+45,2%	5.143	+20,6%
Pompaggio	522	-29,1%	-	-	29	+12,0%	-	-	-	-	4,87	+448,0%	0	-99,9%	556	-27,7%
Totale	15.064	-0,9%	1.681	-0,3%	3.765	+24,9%	3.174	+8,6%	1.277	-15,7%	1.181	-11,8%	1.451	+6,3%	27.593	+2,0%

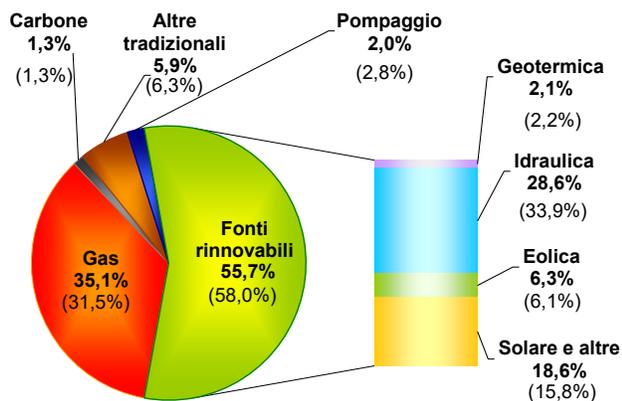
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

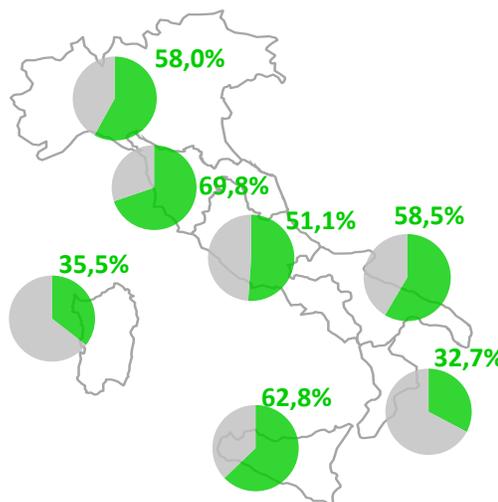
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero sale a 4,3 TWh (+0,9 TWh su maggio, il livello più alto da febbraio), per effetto sia di un incremento dell'import netto sulla frontiera settentrionale, anche in concomitanza di allargamenti delle NTC, sia della riapertura dell'interconnessione

con la Grecia dopo la prima decade di giugno. Mostrano un calo, invece, le importazioni nette dal Montenegro, in uno scenario caratterizzato da limitazioni e inibizioni della NTC con il Centro Sud nella parte centrale del mese (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	2.188.739 (1.473.953)	98,1% (97,1%)	0,3% (2,8%)	1,6% (0,1%)	81,4% (84,2%)	- (-)	3.315 (2.299)	2.189.325 (1.488.278)	2.189.325 (1.481.661)	1.894 (1.822)	586 (14.325)	586 (14.325)
Italia - Svizzera	1.762.819 (1.367.014)	97,1% (94,4%)	2,9% (4,6%)	- (1,0%)	- (-)	- (-)	2.887 (2.250)	1.825.225 (1.385.642)	n/a n/a	2.794 (2.843)	62.406 (18.628)	n/a n/a
Italia - Austria*	208.924 (205.875)	84,0% (85,7%)	12,8% (13,1%)	3,2% (1,3%)	80,6% (79,3%)	11,8% (10,8%)	373 (375)	222.214 (221.115)	222.214 (221.115)	145 (175)	13.290 (15.240)	13.290 (15.240)
Italia - Slovenia*	59.154 (-60.144)	61,8% (45,7%)	35,0% (52,5%)	3,2% (1,8%)	49,6% (31,7%)	22,8% (28,5%)	442 (394)	184.240 (109.569)	184.240 (109.569)	626 (612)	125.086 (169.713)	125.086 (169.713)
Italia - Montenegro	57.105 (199.187)	44,3% (74,7%)	27,1% (23,9%)	28,6% (1,4%)	- (13,6%)	- (0,3%)	357 (565)	142.287 (287.922)	n/a n/a	796 (748)	85.182 (88.735)	n/a n/a
Italia - Grecia*	194.183 (23.628)	62,6% (15,0%)	6,8% (8,3%)	30,6% (76,7%)	79,0% (47,6%)	3,9% (20,2%)	500 (500)	211.824 (46.396)	211.824 (46.396)	500 (497)	17.641 (22.768)	17.641 (22.768)
Italia - Malta	-93.643 (-79.240)	- (-)	97,5% (92,8%)	2,5% (7,2%)	- (-)	4,0% (1,5%)	225 (200)	0 (-)	n/a n/a	225 (200)	93.643 (79.240)	n/a n/a
TOTALE**	4.377.281 (3.130.273)							4.775.115 (3.538.922)	2.807.604 (1.858.741)		397.834 (408.649)	156.603 (222.046)

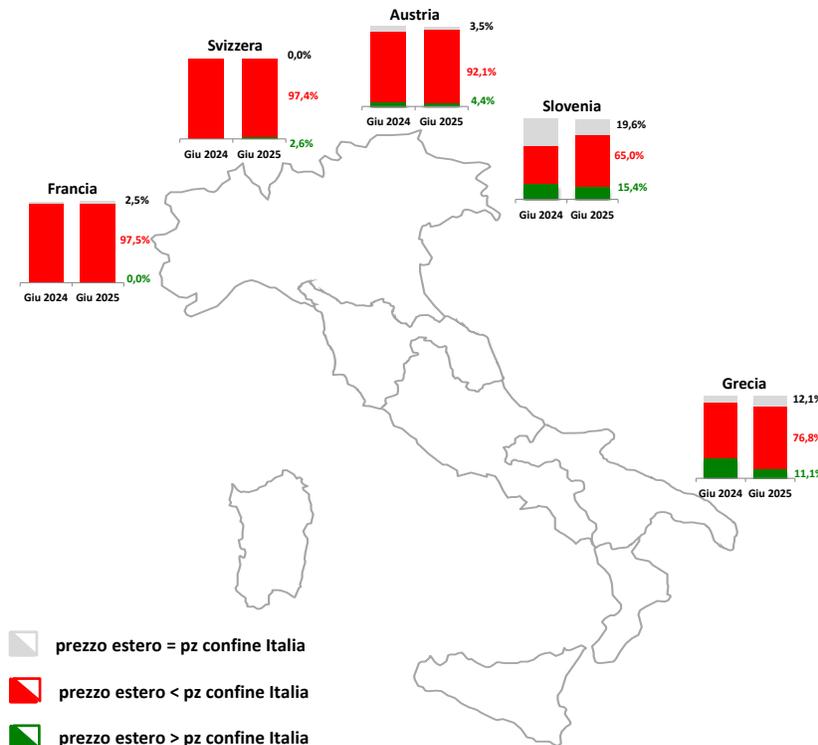
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling. La frequenza di saturazione è calcolata al netto delle ore in cui il transito è inibito.

**al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



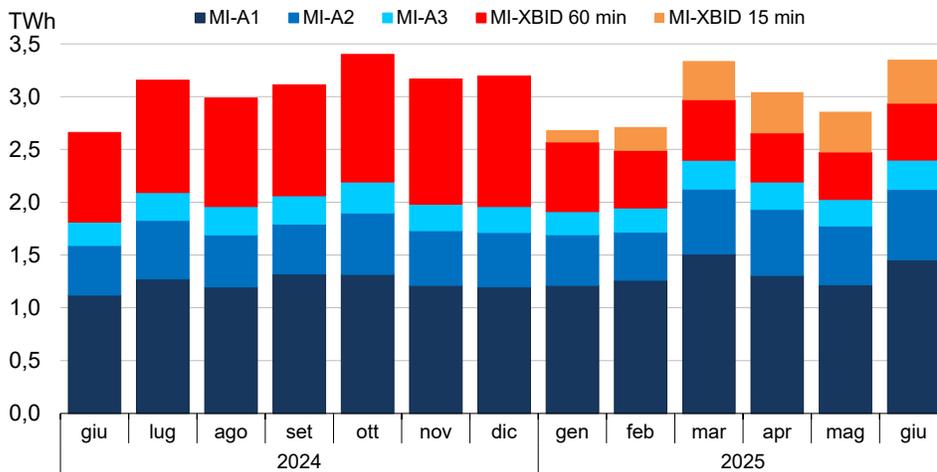
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi scambiati sul MI salgono a 3,3 TWh (+0,5 TWh su maggio), il massimo da novembre 2024. La crescita è osservabile sia sui mercati in asta (2,4 TWh, +0,4 TWh), sia sul XBID (1,0 TWh, +0,1 TWh), con i volumi sul mercato a negoziazione continua al livello più alto da inizio anno. Sul XBID, la prevalenza degli scambi rimane concentrata nelle fasi 2 e 3 (circa il 90% sia per il prodotto orario che per quello quattorario) e il numero di abbinamenti si mantiene sui livelli del mese precedente (oltre 1 milione, di cui circa 0,9 milioni relativi al prodotto a 15 minuti). Mostra ancora un rialzo la quota degli scambi tra zone nazionali (59%), in progressiva crescita da inizio anno, mentre registra un nuovo calo la quota di scambi con l'estero (27%). In

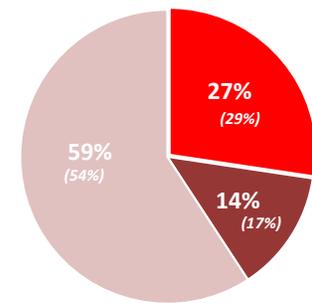
ultimo, la quota di scambi all'interno della medesima zona nazionale rimane sostanzialmente stabile sui livelli dei mesi precedenti (14%). I prezzi medi risultano tutti in crescita, a 111/115 €/MWh sui mercati in asta (+17/+25 €/MWh) e sui 118 €/MWh su entrambi i prodotti di XBID (+20/+21 €/MWh). Tali quotazioni appaiono inferiori ai corrispondenti valori del MGP sul MI-A1 e superiori sugli altri mercati (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, si registrano su entrambi i prodotti di XBID abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone sul prodotto a 15 minuti e concentrati al Nord, Centro Nord, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna sul prodotto a 60 minuti (con prezzi fino a -50 €/MWh sul prodotto a 15 minuti).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



■ con l'estero
■ all'interno della stessa zona
■ tra zone nazionali
Tra parentesi il valore 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	768.511	142,5%	323.160	178,5%	123.545	129,5%	1.215.217	149,0%	154.494	56,9%	118.760	-	1.488.470	136,9%
Centro Nord	82.930	102,4%	48.240	116,6%	15.308	121,3%	146.478	108,5%	66.481	130,7%	48.127	-	261.086	140,5%
Centro Sud	215.802	157,8%	91.215	101,8%	37.504	95,3%	344.521	129,7%	41.326	51,5%	45.228	-	431.075	124,6%
Sud	169.789	104,3%	86.882	128,8%	48.358	135,4%	305.028	114,7%	50.508	44,1%	41.638	-	397.174	104,4%
Calabria	26.519	106,5%	13.937	110,3%	6.623	113,0%	47.079	108,5%	4.833	21,3%	5.666	-	57.578	87,1%
Sicilia	62.842	69,4%	28.473	107,8%	13.920	91,6%	105.235	79,6%	9.943	23,4%	11.210	-	126.389	72,4%
Sardegna	53.188	254,6%	29.226	199,9%	15.153	213,4%	97.567	229,0%	5.913	38,2%	11.491	-	114.970	197,9%
Esterio	74.583	118,7%	47.004	125,8%	15.773	141,5%	137.361	123,4%	202.369	80,7%	132.989	-	472.719	130,5%
Totale	1.454.163	129,9%	668.137	142,0%	276.184	124,2%	2.398.484	132,4%	535.868	63,1%	415.109	-	3.349.462	125,9%

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	780.576	149,8%	323.376	167,6%	95.910	102,5%	1.199.862	148,6%	176.001	56,7%	140.103	-	1.515.966	135,6%
Centro Nord	57.409	85,7%	30.499	141,8%	10.028	79,7%	97.935	96,9%	60.016	114,6%	37.119	-	195.071	127,1%
Centro Sud	203.392	136,0%	95.158	124,8%	36.513	117,1%	335.063	130,4%	49.894	43,5%	55.691	-	440.649	118,6%
Sud	220.015	131,7%	101.814	134,6%	40.208	108,9%	362.037	129,5%	77.126	77,5%	47.860	-	487.023	128,5%
Calabria	56.414	83,3%	26.631	159,5%	11.986	162,9%	95.031	103,6%	7.648	26,5%	5.361	-	108.040	89,6%
Sicilia	57.237	58,4%	22.477	76,5%	15.076	97,0%	94.789	66,3%	14.125	32,8%	13.608	-	122.522	65,9%
Sardegna	44.747	301,1%	25.144	229,4%	12.163	188,4%	82.054	254,2%	7.916	41,6%	14.396	-	104.366	203,4%
Estero	34.374	101,2%	43.039	91,2%	54.301	288,6%	131.714	131,8%	143.142	79,2%	100.971	-	375.826	133,9%
Totale	1.454.163	129,9%	668.138	142,0%	276.184	124,2%	2.398.485	132,4%	535.868	63,1%	415.109	-	3.349.463	125,9%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

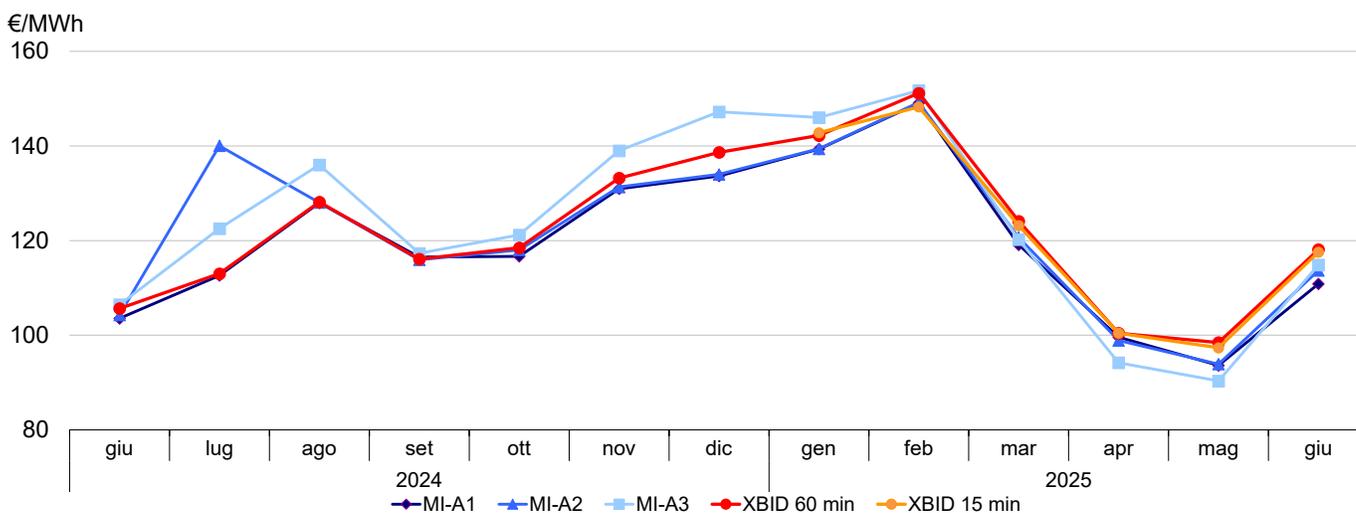


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

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	110,30	112,14	109,30	7,5%	112,70	9,7%	112,62	7,3%	116,28	11,9%	115,17	-
			(-0,9%)		(+2,2%)		(+0,4%)		(+5,4%)		(+4,4%)	
Centro Nord	111,67	114,22	111,13	8,9%	113,70	10,0%	115,52	8,4%	119,26	13,0%	117,84	-
			(-0,5%)		(+1,8%)		(+1,1%)		(+6,8%)		(+5,5%)	
Centro Sud	114,26	116,84	113,70	7,7%	115,39	9,1%	117,50	8,8%	119,56	12,1%	119,49	-
			(-0,5%)		(+1,0%)		(+0,6%)		(+4,6%)		(+4,6%)	
Sud	113,93	116,29	112,09	5,2%	114,93	8,7%	117,20	8,5%	118,97	10,3%	118,49	-
			(-1,6%)		(+0,9%)		(+0,8%)		(+4,4%)		(+4,0%)	
Calabria	113,94	116,24	113,15	7,7%	115,01	8,8%	117,64	9,2%	116,83	8,6%	120,13	-
			(-0,7%)		(+0,9%)		(+1,2%)		(+2,5%)		(+5,4%)	
Sicilia	114,36	117,04	113,04	8,4%	116,07	9,3%	119,14	10,4%	118,96	11,2%	118,03	-
			(-1,2%)		(+1,5%)		(+1,8%)		(+4,0%)		(+3,2%)	
Sardegna	113,34	115,28	112,98	8,4%	114,79	9,5%	115,81	9,8%	117,86	11,4%	118,07	-
			(-0,3%)		(+1,3%)		(+0,5%)		(+4,0%)		(+4,2%)	

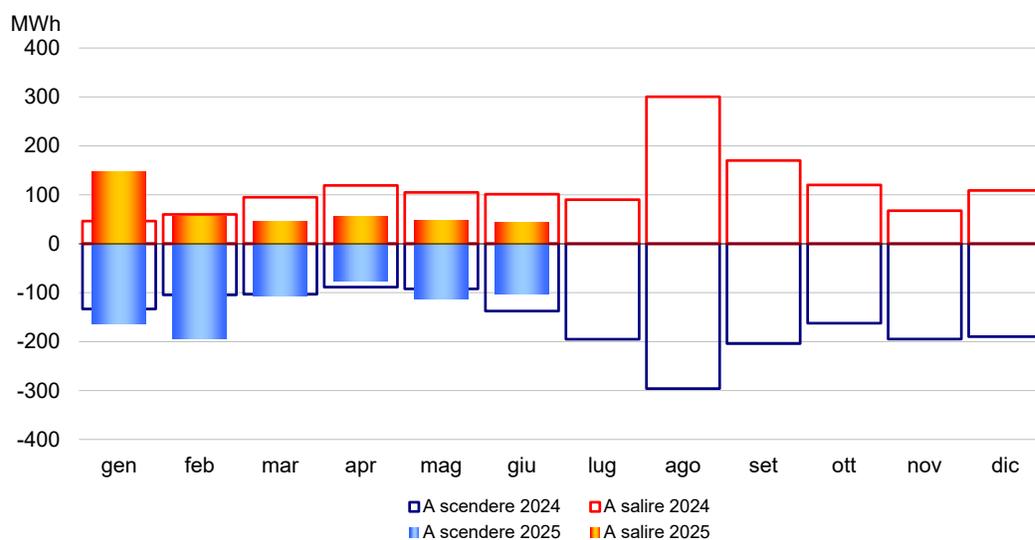
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul MSD ex-ante mostrano una flessione sia le vendite di Terna sul mercato a scendere (74 GWh), sia i suoi acquisti sul mercato a salire (32 GWh), con gli ultimi ai minimi storici (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

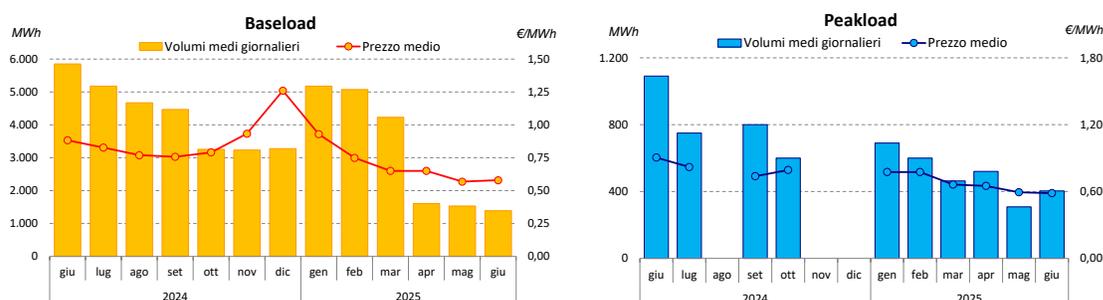
Sul MPEG a giugno si registrano 30 abbinamenti sul prodotto Differenziale unitario di prezzo, per volumi pari a 25,3 GWh (+1,7 GWh su maggio). Crescono i volumi negoziati sul peakload, attestatisi a 4,4 GWh (+2,3 GWh), mentre calano sul baseload a 20,9 GWh (-0,6 GWh). I prezzi medi si mantengono pressoché invariati, rimanendo su entrambi i prodotti appena sotto i 0,60 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	19	15/30	0,58	0,50	0,70	20.856	1.390
	(58)	16/30	(0,88)	(0,80)	(0,95)	(93.648)	(5.853)
Peakload	11	11/21	0,59	0,50	0,70	4.440	404
	(20)	11/20	(0,90)	(0,85)	(0,95)	(12.000)	(1.091)
Totale	30					25.296	
	(78)					(105.648)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE si rilevano 8 transazioni bilaterali registrate a fini di clearing per 11,8 GWh, relative ai prodotti baseload Luglio 2025 (2,2 GWh), Settembre 2025 (0,7 GWh), III Trimestre 2025 (2,2 GWh) e IV Trimestre 2025 (6,6 GWh). Il prodotto Luglio 2025 chiude il periodo di contrattazione

con un prezzo di 110,61 €/MWh sul baseload e una posizione aperta sul baseload pari a 22,3 GWh. In virtù di tali variazioni, la posizione aperta complessiva si porta a 173,5 GWh (-10,5 GWh su maggio) (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a giugno

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
Luglio 2025	110,61	+9,2%	-	-	3	3	50,0%	30	22.320
Agosto 2025	122,57	+11,7%	-	-	-	-	-	25	18.600
Settembre 2025	116,89	-0,7%	-	-	1	1	-	26	18.720
Ottobre 2025	118,74	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	121,54	+11,0%	-	-	1	1	-50,0%	25	55.200
IV Trimestre 2025	119,78	+10,1%	-	-	3	3	200,0%	24	53.016
I Trimestre 2026	121,10	+12,0%	-	-	-	-	-	2	4.318
II Trimestre 2026	105,85	+13,4%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	108,46	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	109,18	+11,1%	-	-	-	-	-	9	78.840
Totale			-	-	8	8			173.494

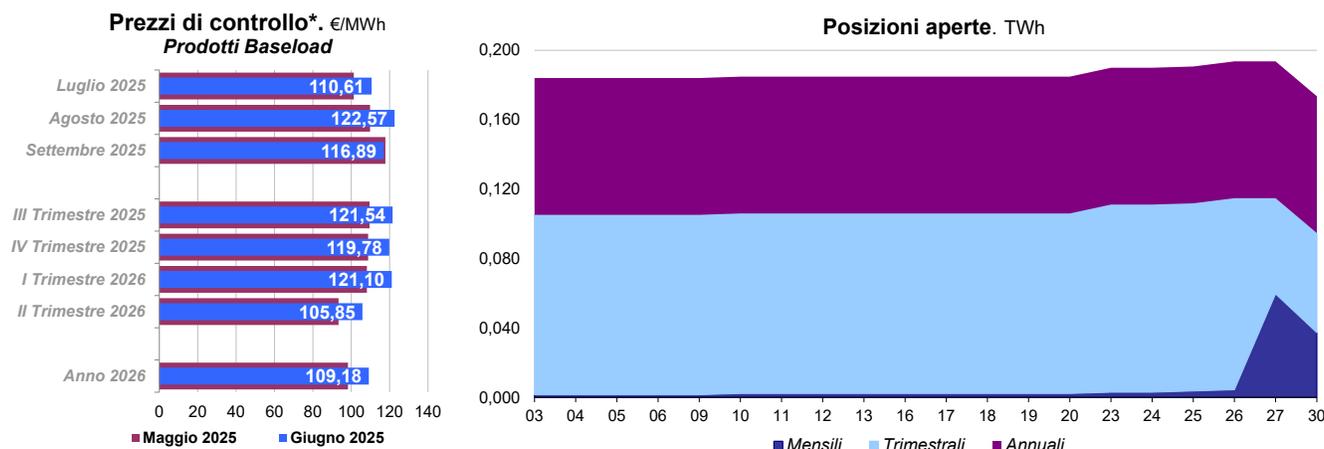
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Luglio 2025	115,00	+14,3%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2025	121,43	+11,8%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2025	116,53	+2,6%	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre 2025	117,86	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	121,78	+13,3%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	129,48	+3,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	125,38	+2,8%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	112,38	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	116,08	+11,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-	-	-
TOTALE			-	-	8	8			173.494

*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 a giugno

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 nel mese di giugno crescono a 16,0 TWh (+7,5% su base mensile), con la posizione netta anch'essa in aumento a 9,9 TWh (+7,1% su base mensile). Il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, si mantiene stabile a 1,61. I programmi registrati nei conti in immissione risultano pari a 4,2 TWh, mentre in prelievo a 7,0 TWh, con i rispettivi sbilanciamenti a programma a 5,7 TWh e a 2,9 TWh (Tabella 12, Grafico 10).

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

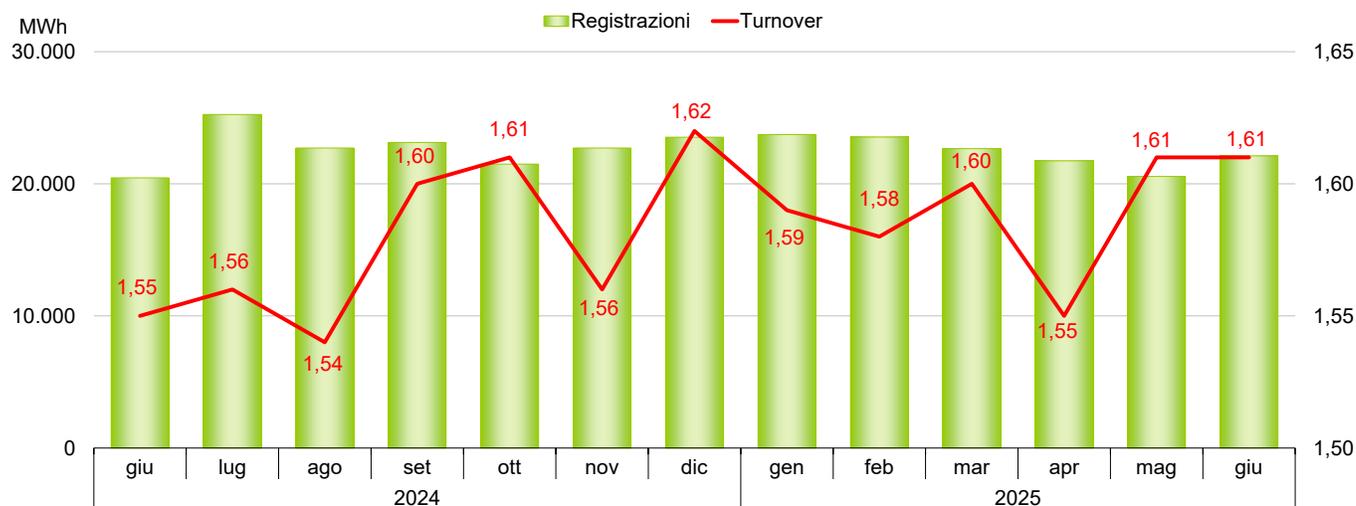
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	2.345.712	+3,8%	14,7%	Richiesti	4.567.146	-11,0%	6.963.372	-2,1%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	390.796	-19,2%	38	-90,6%
Peak	8.946	+96,2%	0,1%	Registrati	4.176.350	-10,2%	6.963.334	-2,0%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.354.658	+3,5%	14,8%	Sbilanciamenti a programma	5.718.395	+16,4%	2.931.411	+19,6%
Totale Non standard	13.562.959	+9,0%	85,0%	Saldo programmi	-	-	2.786.984	+13,3%
PCE bilaterali	15.917.617	+8,1%	99,8%					
MTE	13.680	+235,3%	0,1%					
MPEG	25.296	-76,1%	0,2%					
TOTALE PCE	15.956.593	+7,6%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	9.894.745	+3,5%						

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 giugno nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 14,4 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 37%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel

mercato a negoziazione continua (9,6 TWh). Con riferimento ai prezzi, a giugno l'IG Index (IGI) si porta a 39,18 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese tra 39-40 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A giugno l'IG Index (IGI) si porta in media a 39,18 €/MWh, in aumento rispetto a maggio (+1,5 €/MWh), mostrando un andamento altalenante nel corso del mese nell'intorno dei 40 €/MWh. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che sale a 36,52 €/

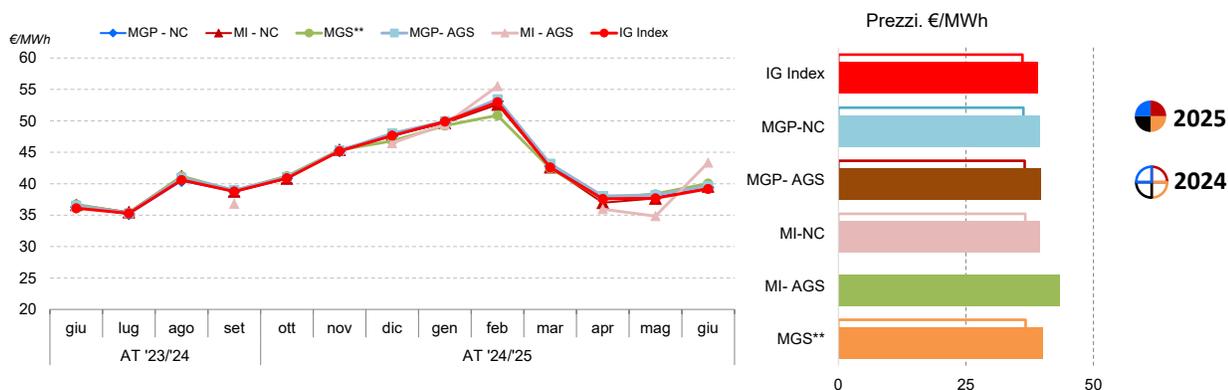
MWh (+1,5 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che rimane stabile a 2,7 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in moderato aumento rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 40 €/MWh, con l'eccezione registrata sul comparto ad asta del MI-Gas (43,38 €/MWh).

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	39,18	(36,10)	+8,5%	34,90	44,02
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	39,41	(36,28)	+8,6%	33,60	45,80
<i>Comparto AGS</i>	39,64	(36,50)	+8,6%	34,89	45,19
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	39,57	(36,65)	+8,0%	33,00	45,00
<i>Comparto AGS</i>	43,38	(-)	+0,0%	43,38	43,38
<i>MGS**</i>	40,03	(36,70)	+9,1%	36,00	46,40
<i>Stogit</i>	40,03	(36,70)	+9,1%	36,00	46,40
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi il valore dello 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 14,4 TWh, pressoché in linea con il livello del mese precedente, con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 37% (era 40% a maggio 2025). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 11,3 TWh (erano 11,7 TWh a maggio), di questi 9,6 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 67% (+11 p.p.). In calo rispetto al mese precedente i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 1,7 TWh (-50%) e 12% del totale MP-GAS (-12 p.p.), quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In aumento rispetto a maggio gli scambi sull'orizzonte intraday che si

portano a 2,8 TWh (+4%), riguardanti quasi esclusivamente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 19%. Su tale mercato risultano anche questo mese modeste le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh), mentre aumentano a 2,4 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 55 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS si confermano a 0,3 TWh, in corrispondenza di modeste variazioni sia delle movimentazioni effettuate da Snam (0,17 TWh) che delle contrattazioni tra operatori terzi (0,14 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno non sono stati registrati scambi

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		Var
	Totale	Var	
MP-GAS			
<i>MGP</i>			
Negoziazione continua	9.627.936	(7.376.784)	+30,5%
Comparto AGS	1.693.128	(1.196.328)	+41,5%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	2.724.696	(2.975.880)	-8,4%
Comparto AGS	54.792	(-)	-
<i>MGS**</i>			
Stogit	306.137	(190.728)	+60,5%
Edison	-	(-)	-
MPL	-	(-)	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

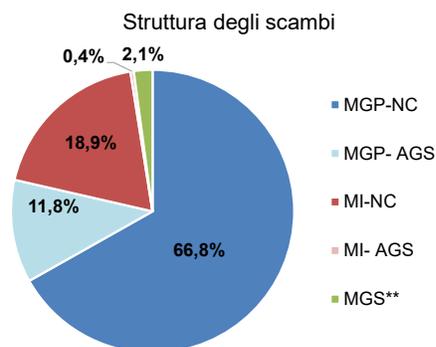
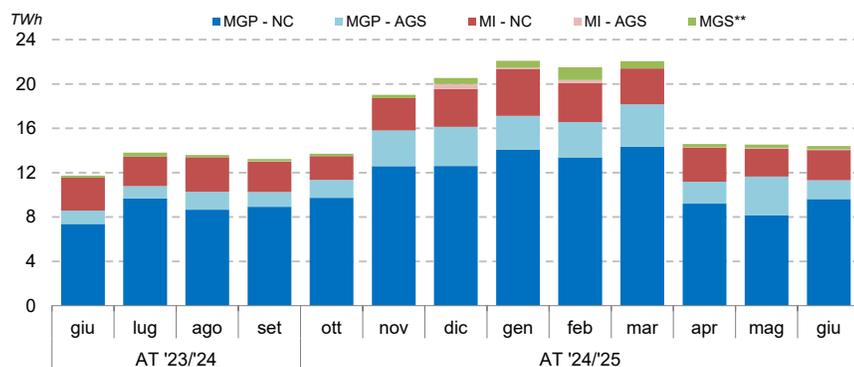


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	306.137	(190.728)	306.137	(190.728)	-	(-)	-	(-)
SRG	88.047	(44.604)	77.003	(108.239)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	88.047	(44.604)	77.003	(108.239)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	218.090	(146.124)	229.134	(82.489)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

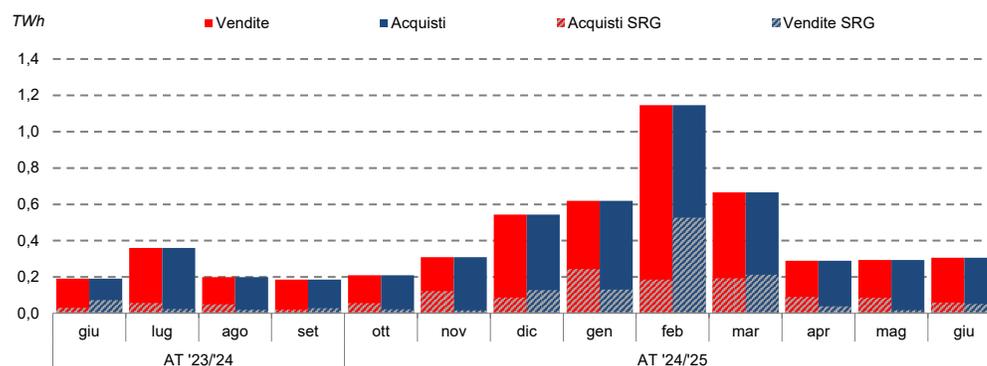
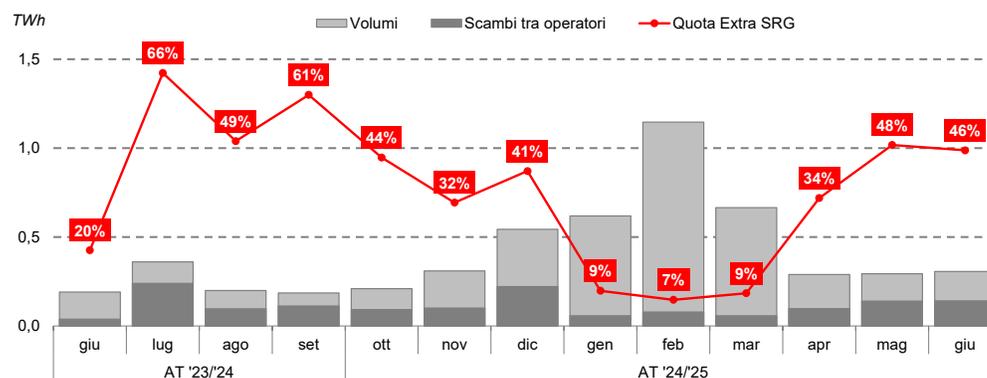


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi	variazioni %	MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	N.	MWh	N.	MWh	MWh	%		
BoM-2025-06	-	-	38,26	2,6%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-07	-	-	42,08	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-07	-	-	45,28	16,6%	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-08	-	-	38,29	2,5%	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-09	-	-	39,09	-5,3%	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-10	-	-	37,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	45,14	15,6%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	39,17	4,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	39,58	-2,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	36,39	2,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	36,32	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	39,31	-1,8%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	37,28	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	40,95	13,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

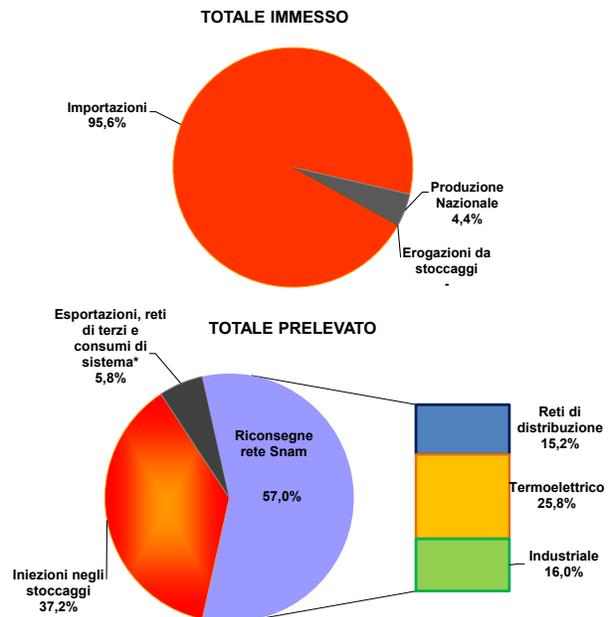
A giugno in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 3.729 milioni di mc (39,4 TWh), in aumento rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto a maggio riflette un significativo incremento dei prelievi nel comparto termoelettrico (1.532 milioni di mc, 16,2 TWh). In flessione, invece, i consumi del settore civile (903 milioni di mc, 9,5 TWh) e industriale (951 milioni di mc, 10,1 TWh). Più che raddoppiate su maggio le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 343 milioni di mc (3,6 TWh). Sul lato delle importazioni (5.677 milioni di mc, 60,0 TWh) crescono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.703 milioni

di mc (39,1 TWh), che i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.974 milioni di mc (20,9 TWh), con una quota di questi ultimi stabili al 35%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste soprattutto a Passo Gries (10,2 TWh, 17% del totale), a Melendugno (9,1 TWh, 15% del totale) e al rigassificatore di Ravenna (1,7 TWh, 3% del totale). Nessun flusso in import, invece, da Tarvisio. Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (23,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 8.854 milioni di mc (93,6 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	5.677	60,0	+22,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.833	19,4	+1,0%
Tarvisio	0	0,0	-100,0%
Passo Gries	960	10,2	+65,3%
Gela	49	0,5	-23,1%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	860	9,1	-0,4%
Panigaglia (GNL)	241	2,5	+537,9%
Cavarzere (GNL)	805	8,5	+11,0%
Livorno (GNL)	399	4,2	-
Piombino (GNL)	367	3,9	+153,5%
Ravenna	162	2	-
Produzione Nazionale	264	2,8	+21,8%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.941	62,8	+22,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	951	10,1	+1,7%
Termoelettrico	1.532	16,2	+9,3%
Reti di distribuzione	903	9,5	-5,4%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*			
Esportazioni	240	2,5	+180,4%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	102	1,1	+127,9%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	3.729	39,4	+9,0%
Iniezioni negli stoccaggi	2.212	23,4	+55,7%
TOTALE PRELEVATO	5.941	62,8	+22,7%

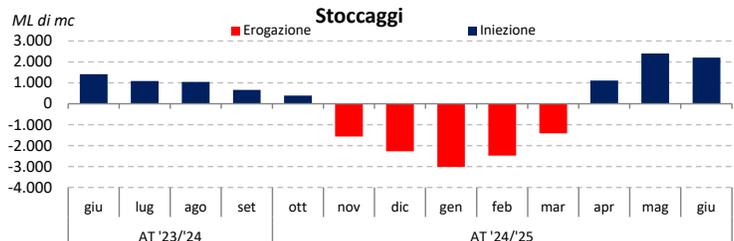
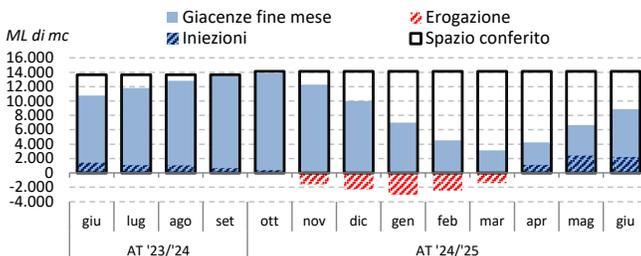


*comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato, delta line pack

Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2025)	8.854	93,6	-17,6%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	2.212	23,4	+55,7%
Flusso netto	2.212	23,4	+55,7%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	62,7%	-	-15,9 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A giugno tornano in crescita le quotazioni di Brent, combustibili e gas, mentre variazioni diversificate si osservano sui mercati elettrici europei.

A giugno, pur confermandosi su livelli tra i più bassi dalla seconda metà del 2021 e dopo quattro ribassi consecutivi, tornano in crescita mensile le quotazioni del Brent (72,57 \$/bbl, +12%), dell'olio combustibile (479,64 \$/MT, +8%) e del gasolio (656,10 \$/MT, +11%). La dinamica si concentra nella seconda metà del mese, in corrispondenza delle nuove tensioni registrate in Medio Oriente, esauritesi prima di fine giugno. Più debole la crescita del carbone (100,34 \$/MT,

+3%), che pure mostra un'analogia dinamica in corso di mese. Aspettative rialziste dai mercati a termine, che stimano prezzi di greggio e combustibili nei prossimi mesi analoghi o inferiori agli attuali valori spot; atteso in rialzo, invece, il carbone. Ancora in crescita, e ai massimi da fine 2021, il tasso di cambio euro/dollaro (1,15 €/\$, +2%), dinamica che favorisce l'attenuazione dell'intensità della crescita osservata sui prezzi di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

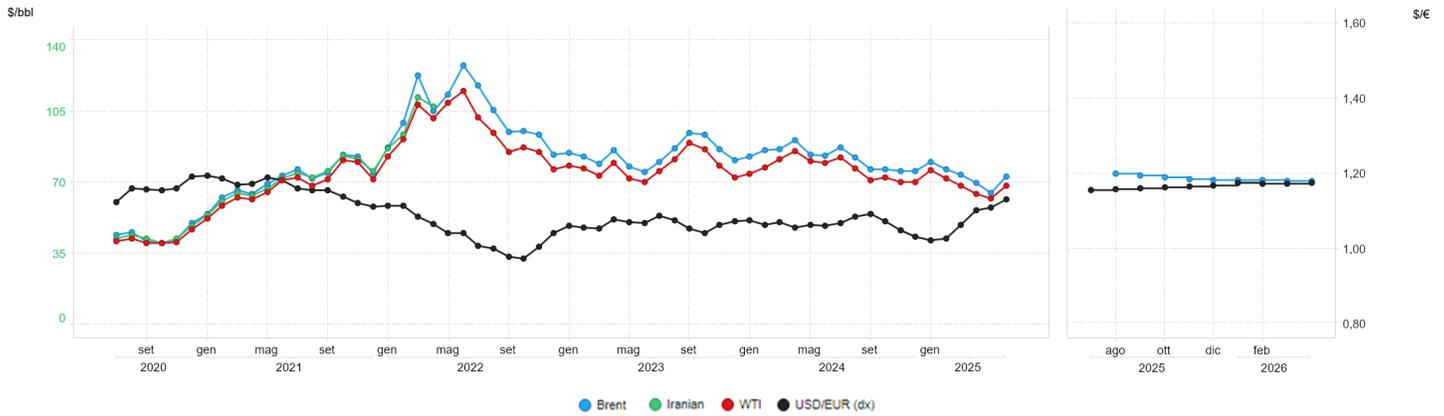
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	72,57	12%	-13%				69,91	10%	68,80	9%		
Olio Combustibile	USD/MT	479,64	8%	-10%	401,90	432,00	10%	425,01	10%	418,02	10%	394,70	8%
Gasolio	USD/MT	656,10	11%	-12%	599,00	673,88	12%	663,79	11%	658,69	10%		
Carbone	USD/MT	100,34	3%	-11%	92,50	100,34	5%	107,61	9%	108,67			

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	63,06	10%	-18%			-	60,40	-	59,32	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	416,75	5%	-16%		374,04	-	367,24	-	360,46	-	334,85	-
Gasolio	EUR/MT	570,02	9%	-18%		583,08	-	573,19	-	567,61	-		-
Carbone	EUR/MT	87,24	1%	-16%		86,72	-	92,81	-	93,53	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,15	2%	7%	1,14	1,16	-	1,16	-	1,16	-	1,18	-

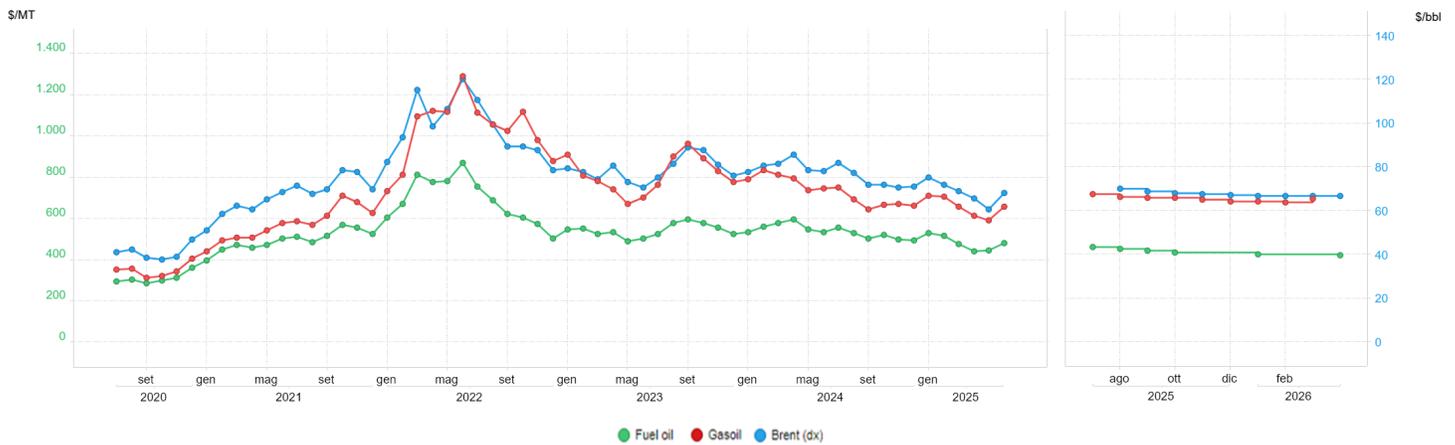
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

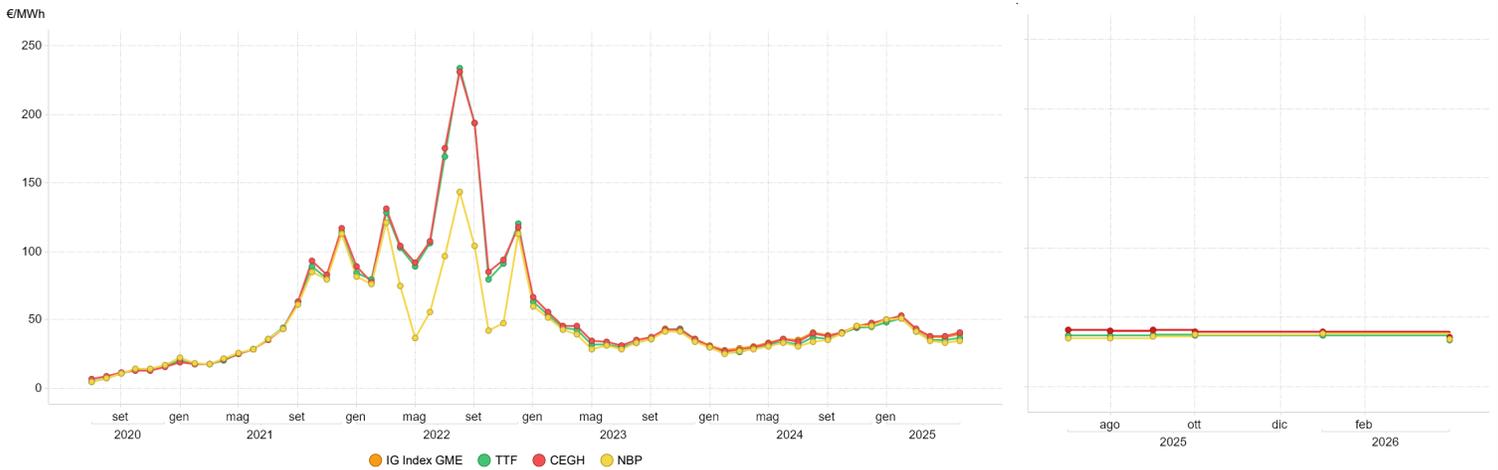
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

In crescita mensile anche le quotazioni del gas sui principali hub europei, soprattutto in corrispondenza delle suddette tensioni medio-orientali, con l'IG Index del GME a 39,18 €/MWh (+4%),

il TTF olandese a 36,52 €/MWh (+4%), e il loro differenziale invariato (2,66 €/MWh). I mercati a termine quotano il gas in Europa su livelli analoghi agli attuali spot anche nei prossimi mesi.

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	39,18	4%	9%									
TTF	NL	36,52	4%	7%	35,00	36,79	4%	37,00	4%	37,31	4%	35,40	4%
CEGH	AT	40,45	5%	13%	39,84	40,88	7%	40,53	6%	40,92	6%	38,16	4%
NBP	UK	34,80	4%	5%	34,17	34,74	3%	35,08	3%	36,21	-58%		



Fonte: LSEG Data & Analytics

Sulle principali borse elettriche europee, il Pun Index italiano sale a 111,78 €/MWh (+19% su maggio), sostenuto oltre che dalla ripresa dei costi di generazione anche dalla stagionale crescita degli acquisti e dalla riduzione dell'offerta eolica. Più intensa, rispetto ai livelli molto bassi di maggio, la crescita dei

prezzi in Francia (41 €/MWh, +110%) e in Spagna (73 €/MWh, +329%), mentre si riducono i riferimenti di Germania (64 €/MWh, -5%) e Area Scandinava (19 €/MWh, -32%). I mercati a termine indicano prezzi nei prossimi mesi generalmente più elevati rispetto agli attuali livelli spot.

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	111,78	19%	8%	95,93	106,69	5%	117,45	7%	121,18	3%	107,54	9%
FRANCIA	40,74	110%	8%	19,38	46,77	32%	43,96	15%	56,55	41%	64,74	6%
GERMANIA	63,99	-5%	-12%	67,34	79,71	1%	83,32	2%	91,39	17%	89,24	2%
AREA SCANDINAVA	19,28	-32%	-35%	24,10	22,35	1%	27,54	2%	32,19	1%	38,72	3%
SPAGNA	72,60	329%	29%	39,85	76,60	22%	75,11	11%	79,62	8%	63,24	1%
AUSTRIA	66,46	-6%	-2%									
SVIZZERA	63,12	-10%	31%									



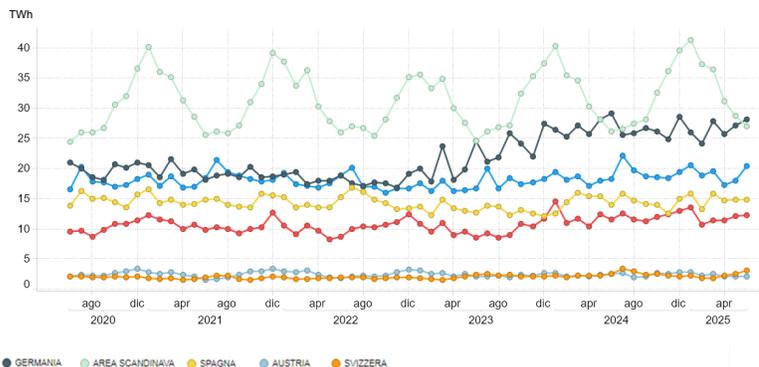
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, si rilevano volumi in deciso aumento mensile in Italia (20,5 TWh, +17%); più debole la crescita in Francia

(12,2 TWh, +4%), in Germania (28,1 TWh, +7%) e in Spagna (14,9 TWh, +3%), in riduzione invece gli scambi nell'Area scandinava (27,0 TWh, -3%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,5	17%	11%
FRANCIA	12,2	4%	6%
GERMANIA	28,1	7%	-4%
AREA SCANDINAVA	27,0	-3%	3%
SPAGNA	14,9	3%	6%
AUSTRIA	2,2	3%	-16%
SVIZZERA	3,2	27%	24%



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

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a giugno, il prezzo medio cala a 245,94 €/tep con gli scambi in calo a 165 mila tep (-44,5%). Si rilevano dinamiche ribassiste sia in termini di prezzi (-18%) che di volumi (-80%) anche sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio cala a 0,07 €/MWh (-9%), inferiore alle quotazioni bilaterali, che recuperano a 0,55 €/MWh (+33%). Le quotazioni delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione

2025, invece, calano a 0,38 €/MWh sul mercato e crescono a 0,90 €/MWh sulla piattaforma bilaterale. Complessivamente gli scambi ammontano a 121 GWh sul mercato organizzato e a 1,5 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE, rilevate solo sulle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024, ammontano complessivamente a 821 GWh, ad un prezzo medio di 0,10 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a giugno non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di giugno 2025 il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 245,94 €/tep, in calo dell'1,4% rispetto al mese precedente. In flessione a 193,80 €/tep anche la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-18,2%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 52 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 5 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 81% (-15 p.p. su maggio). In diminuzione al 33% (-52 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 giugno, i titoli negoziati calano a 165 mila tep sul MTEE (-44,5% su maggio), con la liquidità del mercato al 70% (+25 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 69 mila tep (-80,5%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 75.259.659 tep, in aumento di 300.752 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.959.736 tep, in diminuzione di 751.993 tep rispetto al mese precedente, in virtù dell'annullamento dei titoli relativo agli obblighi degli anni precedenti.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading				Operatori	
	Medio	Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	245,94	245,00	247,00	164.874	-44,5%	40,55	-45,3%	356	-88,5%	0,2%	-0,8 p.p.	1	-5
Bilaterali	193,80	0,00	248,00	69.063	-80,5%	13,38	-84,0%						
con prezzo >1	240,50	114,83	248,00	55.653	-83,6%	13,38	-84,0%						
Totale	230,55	0,00	248,00	233.937	-64,0%	53,93	-65,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

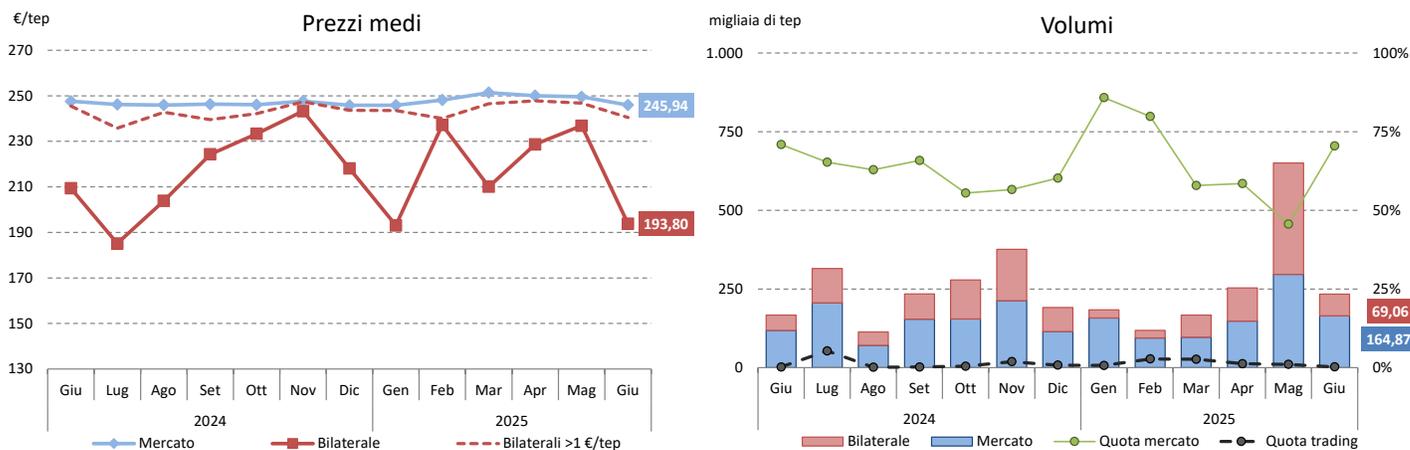
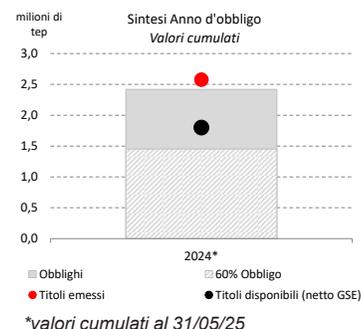


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep						
2	245,94	164.874	69.063	240,75	55.540	244,97	3.959.736	75.259.659	3.026.763	



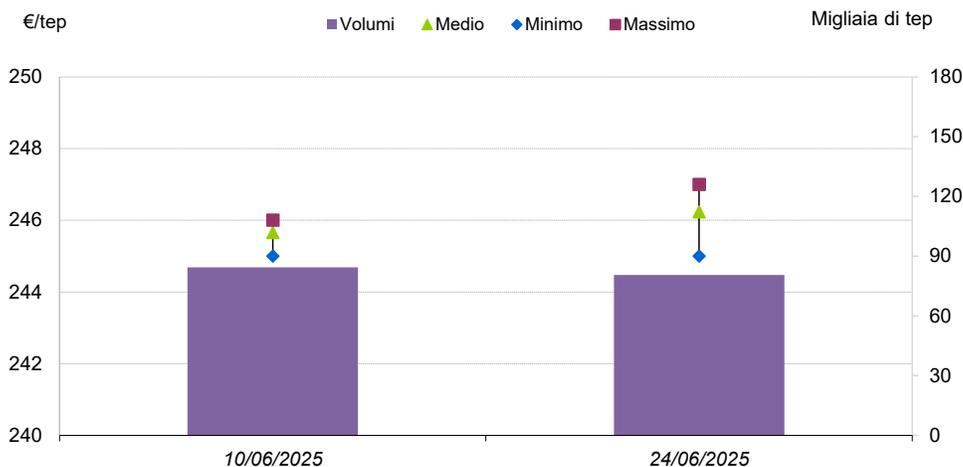
*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa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

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

L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni medie stabili sui 246 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 82 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A giugno, 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 0,07 €/MWh (-9%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 0,55 €/MWh (+33%). Il prezzo medio degli scambi MGO riferiti all'anno di produzione 2025 cala a 0,38 €/MWh (-27%). Sul MGO le quotazioni delle tipologie di GO riferite al 2024 si collocano tra i 0,04 €/MWh della tipologia Solare ed i 0,50 €/MWh della tipologia Gas Trasporti.

Variano, invece, tra 0,12 €/MWh della tipologia Gas Trasporti ed i 2,00 €/MWh della tipologia Bio i prezzi sulla PBGO. Con riferimento al 2025, invece, sul mercato scambiano le sole tipologie Bio e Solare a quotazioni pari rispettivamente a 0,37 €/MWh e 0,64 €/MWh. A giugno i volumi complessivamente negoziati sul MGO si attestano a 121 GWh mentre risultano pari a 1,5 TWh gli scambi bilaterali. Le assegnazioni tramite asta del GSE per l'anno di produzione 2024 ammontano a 820 GWh, ad un prezzo medio di assegnazione pari a 0,10 €/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	0,07	-9,4%	0,01	0,50	13.496	-91,4%	889	-92,2%
Settore Elettrico	0,05	-37,1%	0,01	0,35	12.896	-91,7%	589	-94,8%
Settore Gas	0,50		0,50	0,50	600		300	
Bilaterali	0,55	+32,7%	0,04	4,20	586.052	-45,3%	321.435	-27,5%
Settore Elettrico	0,56	+34,9%	0,04	4,20	574.052	-46,5%	319.995	-27,8%
Settore Gas	0,12	-	0,12	0,12	12.000	-	1.440	-
con prezzo >0	0,55	+32,5%	0,04	4,20	586.052	-45,3%	321.435	-27,5%
Asta GSE	0,10	-	0,10	0,12	820.658	-	84.612	-
Settore Elettrico	0,10	-	0,10	0,11	738.058	-	75.306	-
Settore Gas	0,11	-	0,11	0,12	82.600	-	9.306	-

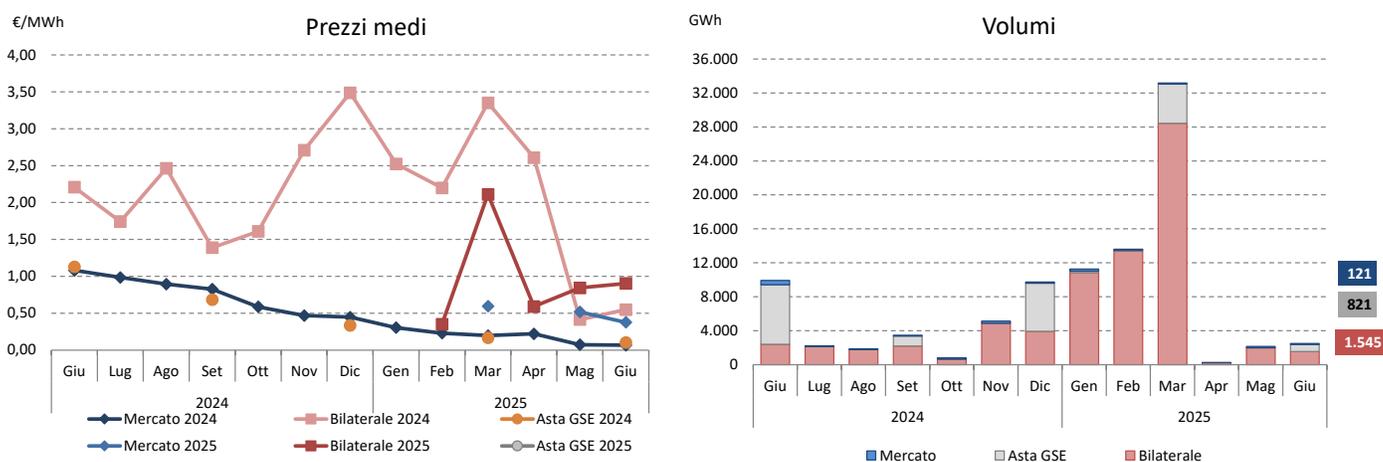
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,38	-27,2%	0,15	0,80	107.370	+2013,2%	40.393	+1437,5%
Settore Elettrico	0,38	-27,2%	0,15	0,80	107.370	+2013,2%	40.393	+1437,5%
Settore Gas	-		-	-	-		-	
Bilaterali	0,90	+7,1%	0,00	4,00	958.845	+4,9%	866.205	+12,4%
Settore Elettrico	0,90	+7,1%	0,00	4,00	958.845	+4,9%	866.205	+12,4%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	0,92	+8,6%	0,01	4,00	944.765	+3,5%	866.205	+12,4%

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 2024 evidenzia una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (30,7%), Solare (29,2%) e Bio (27,8%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (57%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (52%). La struttura degli scambi relativi all'anno di produzione 2025 risulta invece nettamente sbilanciata a favore della tipologia Bio sul mercato (90%) e Eolico sulla piattaforma bilaterale (68%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

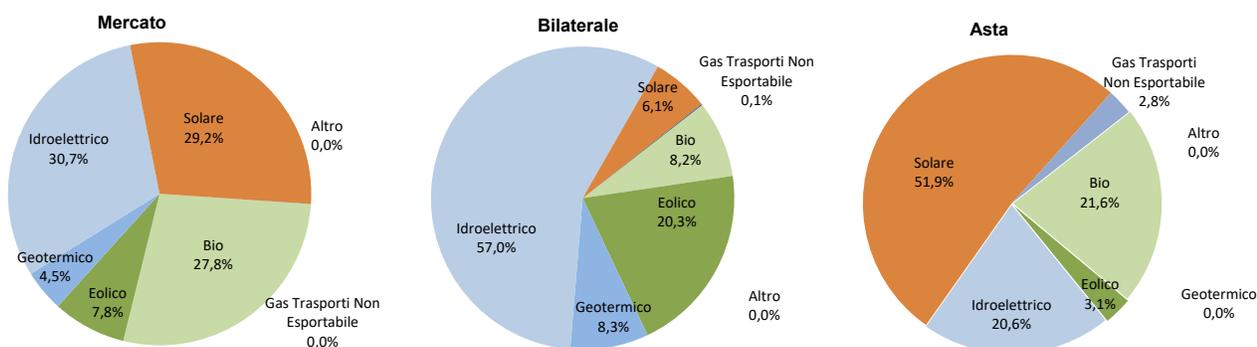
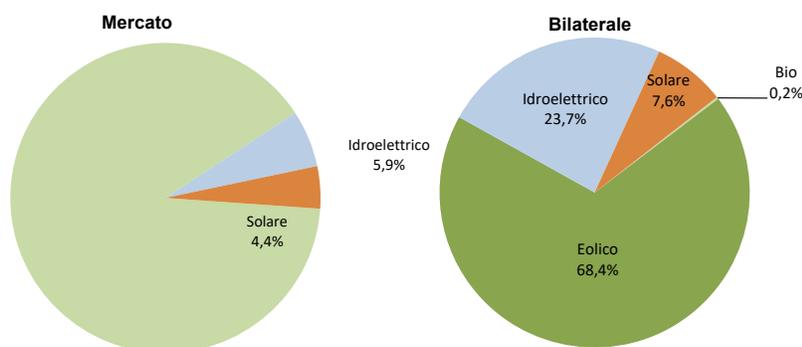


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

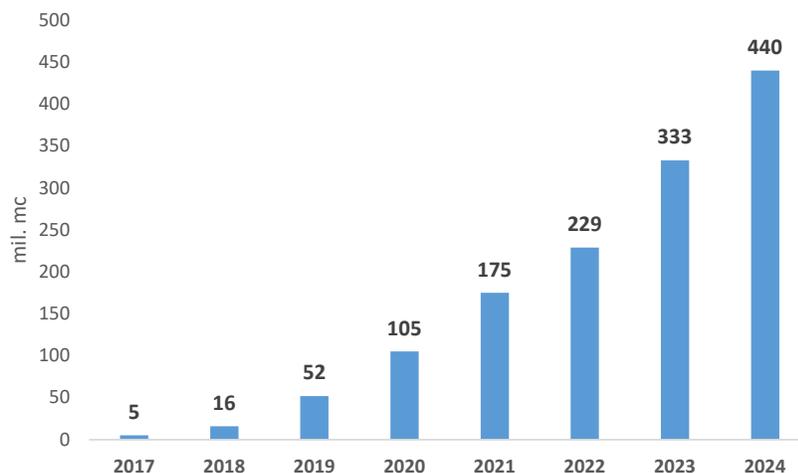


IL BIOMETANO IN ITALIA DOPO I BANDI PNRR: STATO E OBIETTIVI

di Gian Paolo Repetto, RIE

(continua dalla prima)

Figura 1: Produzione di biometano in Italia (mil. mc)

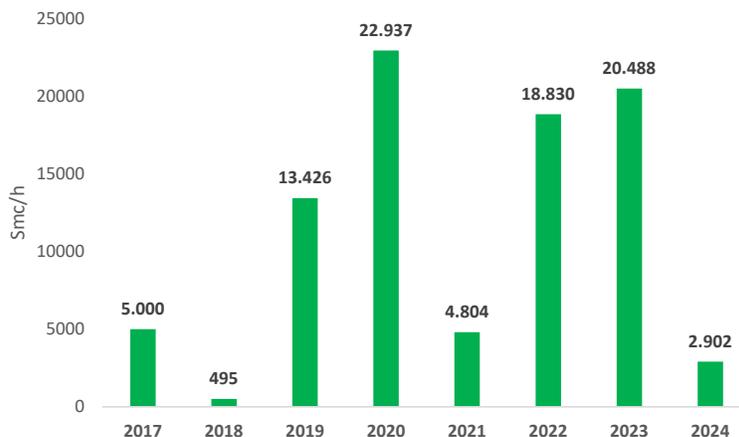


Fonte: elaborazione RIE su dati GSE

Come noto, la spinta iniziale per il biometano è venuta dal Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018 che, in linea con le Direttive UE sulla promozione delle energie rinnovabili, ha inteso sostenere l'uso del biometano e degli altri biocarburanti nei trasporti, stimolando la produzione di biometano "avanzato", prodotto con feedstock che contribuiscono all'economia circolare e non in competizione con le colture alimentari. L'obiettivo del DM 2018 era quello di giungere ad una produzione di biometano (1,1 mld. mc) tale da sostituire interamente il GNL di natura fossile utilizzato nel trasporto stradale. Ciò principalmente attraverso: a) un riconoscimento ai produttori di biometano avanzato pari a 375€/CIC (Certificato

Immissione in Consumo¹) per un massimo di 10 anni; la possibilità di ritiro da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile del gas naturale. L'incentivazione ha determinato un sensibile aumento della produzione che è passata da 16 mil. mc nel 2018 a 440 mil. mc nel 2024² (fig.1). A maggio 2025 erano in esercizio 115 impianti per una capacità produttiva complessiva di circa 89 mila Smc/h, corrispondenti ad una produttività teorica massima annua di 779 mil. mc³. Analizzando la capacità produttiva entrata in esercizio per anno si nota (fig.2), dopo gli elevati valori del 2022 e 2023, un rallentamento delle installazioni nel 2024.

Figura 2: Capacità installata per anno (Smc/h)



Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE

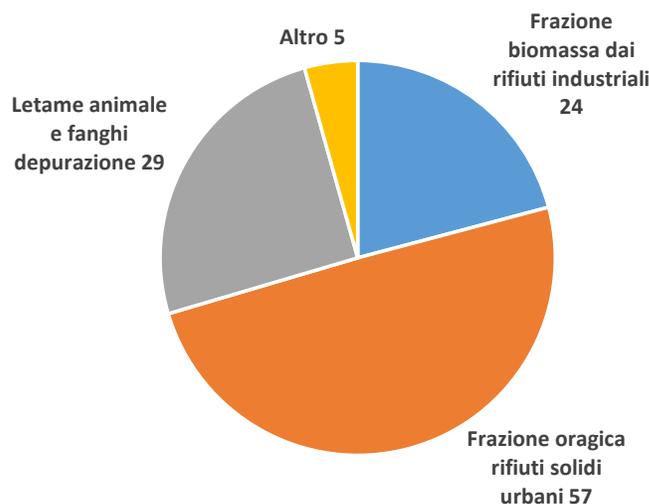
Incrociando i dati di produzione e capacità pubblicati dal GSE, emerge come nel 2024 tutti gli impianti entrati in esercizio dal 2017 fino all'inizio di quell'anno abbiano lavorato mediamente per circa 5.100 ore. Si tratta di un dato utile per le riflessioni che verranno fatte nel seguito dell'articolo su producibilità teorica ed effettiva degli impianti e sulla possibilità di centrare gli obiettivi del PNIEC.

La maggior parte degli impianti in funzione (87) risultano connessi alla rete del gas naturale. Una ventina sono gli impianti di liquefazione, che vengono installati prevalentemente in aree dove non è possibile immettere il gas nella rete nazionale, essendo il bio-GNL più costoso. Gli impianti greenfield risultano una settantina, mentre 44

sono quelli a biogas convertiti a biometano⁴.

Tra gli impianti in esercizio, 57 (50%) sono alimentati con FORSU⁵, 29 (25%) con letame animale e fanghi di depurazione; 24 (21%) con frazione di biomassa dei rifiuti industriali non adatta all'uso nella catena alimentare o nei mangimi (fig. 3). La filiera del recupero energetico della FORSU⁵ si è sviluppata soprattutto al Nord: il 65% degli impianti a FORSU è situato in Nord Italia (la Lombardia con 16 impianti è la regione con più alto numero), il 19% nel centro e il restante 16% nel Sud. Nel 2023, 4,3 milioni di tonnellate di FORSU sono state trattate in impianti integrati aerobico/anaerobico producendo 360 mil. mc di biogas e 182 mil. mc di biometano⁶.

Figura 3: Numero impianti in esercizio per feedstock utilizzato



Fonte: GSE

A fine marzo 2025 risultavano inoltre 54 impianti qualificati a progetto⁷ in attesa di realizzazione per una capacità produttiva di circa 32.000 Smc/h per una producibilità teorica annua di circa 278 mil. mc, quasi tutti di nuova installazione. Oggi non è più possibile presentare progetti sotto le regole del DM 2018, l'accesso agli incentivi è realizzabile solo tramite il DM 2022. Complessivamente il DM 2018 è riuscito a produrre l'installazione (in essere e attesa) di circa 1,06 mil. mc di capacità produttiva teorica annua. Tuttavia anche calcolando una producibilità annua maggiore delle 5.100 ore registrate nel 2024, non si raggiungerebbe l'obiettivo di produzione del decreto di 1,1 mld. mc di produzione.

Il DM 2022 e i risultati dei 5 bandi

Il PNRR ha previsto per il biometano risorse, tra il 2023 e il 2025, per 1,73 miliardi di euro. Il derivante DM n. 340

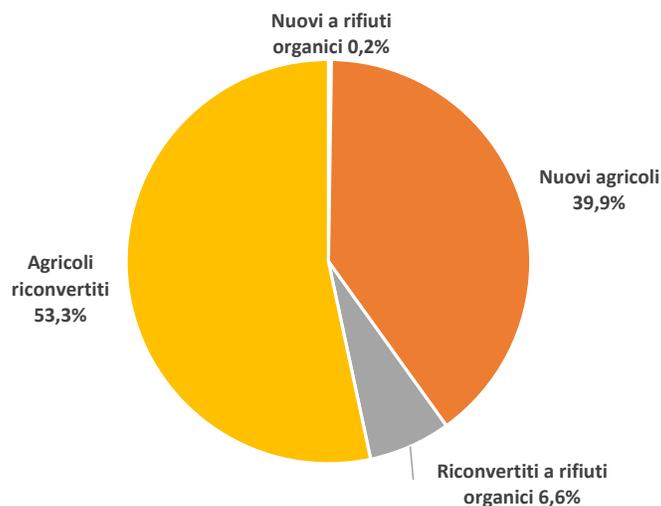
del 15 settembre 2022 ha introdotto così una revisione dei meccanismi incentivanti. Le principali novità del decreto consistono: a) nell'apertura dell'incentivazione anche ad altri usi, oltre ai trasporti; b) in un contributo in conto capitale del 40% dei costi ammissibili per progettazione e realizzazione dell'impianto⁸, da aggiungere ai ricavi legati alla produzione del biometano garantiti per 15 anni (tariffa incentivante applicata alla produzione netta); c) nell'installazione di nuovi impianti agricoli o a rifiuti organici e la riconversione a biometano di impianti agricoli o a rifiuti organici esistenti dedicati alla produzione di biogas. Sono stati previsti cinque bandi con aste al ribasso⁹ con l'obiettivo di assegnare 257 mila Smc/h di capacità per ottenere una produzione aggiuntiva (teorica massima) di circa 2,3 mld. mc/anno. Gli impianti devono entrare in esercizio entro il 30 giugno 2026. Se le prime quattro aste hanno avuto una partecipazione piuttosto bassa, nella

quinta il contingente disponibile è stato, invece, quasi completamente attribuito. Infatti, i primi quattro bandi hanno assegnato una capacità produttiva di circa 116 Smc/h a 260 impianti, mentre il quinto ha aggiudicato più dei precedenti quattro, attribuendo poco più di 123 mila Smc/h a quasi 300 impianti. Complessivamente la capacità assegnata nei cinque turni è stata di circa 240 mila Smc/h, il 93% di quella disponibile,

per una producibilità annua teorica (8.760 ore) di circa 2,1 mld. mc. Alcune specifiche sugli esiti delle procedure appaiono interessanti:

a) Agli impianti a biogas riconvertiti è attribuibile il 60% della capacità assegnata, di cui il 53,3% ad impianti agricoli e il 6,6% ad impianti a rifiuti organici; gli impianti nuovi agricoli hanno rappresentato quasi tutto il 40% della restante capacità (fig. 4);

Figura 4: Capacità assegnata DM 2022 per tipologia di impianto



Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE

Nonostante le difficoltà iniziali, la spinta del DM 2022 volta innanzitutto a riconvertire gli impianti a biogas ha avuto esito abbastanza positivo. Ciò si è reso particolarmente evidente nella quinta asta, quando, avuta conoscenza di altre misure di sostegno (decreto sui prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta e FER 2), gli operatori del biogas dedicato alla produzione elettrica hanno evidentemente ritenuto la conversione a biometano più conveniente; inoltre l'upgrading di impianti a biogas può avvenire più velocemente rispetto alla realizzazione di un impianto greenfield, considerati i tempi stretti in cui, in base a PNRR e DM 2022, devono entrare in esercizio (30 giugno 2026) pena la perdita del contributo in conto capitale del 40%.

b) Gli impianti a FORSU costituiscono meno del 7% del totale della capacità, la bassa partecipazione potrebbe essere attribuibile a due ordini di ragioni: i lunghi tempi autorizzativi richiesti da questo tipo di impianti (anche a seguito di eventuali ricorsi) rispetto alle tempistiche obbligate del DM, con il rischio di perdere il contributo del 40%; il fatto che sul mercato delle FORSU si stia verificando una progressiva diminuzione dei prezzi di smaltimento, che incide negativamente sulla redditività dei progetti a biometano (il ritiro della frazione umida costituisce per il produttore un ricavo aggiuntivo); inoltre la capacità si sta

avvicinando alla quantità di rifiuti prodotti in Italia, che tra l'altro non è prevista crescere significativamente nei prossimi anni¹⁰; questo mercato appare quindi prossimo alla saturazione.

c) Solo il 5% degli impianti accettati hanno dichiarato di avere una produzione destinata al trasporto, il resto sarà diretto ad usi termici industriali o civili. Il risultato si può interpretare considerando che il DM 2022 ha fissato un contingente massimo per il settore trasporti di 1,1 mld. mc annui, comprensivo della capacità incentivata dal DM 2018. Quindi, con il procedere delle aste gli operatori hanno considerato la possibilità che il contingente disponibile venisse esaurito, con il rischio di vedere la propria offerta rifiutata.

d) Lo sconto medio offerto rispetto alle tariffe di riferimento, oltre a quello obbligatorio dell'1% è stato dello 0,09%¹¹. Questo risultato è spiegabile con il fatto che le domande presentate in tutti e cinque i bandi non hanno mai superato il contingente disponibile, quindi i partecipanti non sono stati spinti a offrire sconti più importanti. Si osserva che, in base al decreto, trattandosi in sostanza di un contratto per differenza, per gli "altri usi" il delta tra la tariffa di riferimento e quanto ricavato dai produttori con la vendita del gas e delle garanzie di origine dovrà essere coperto attraverso una componente tariffaria gravante sui consumi gas.

I fondi disponibili e la richiesta del Governo italiano all'UE

Il fondo PNRR destinato ai contributi in conto capitale ammontava a 1,73 miliardi di euro. Con le prime quattro aste 260 progetti hanno ottenuto il riconoscimento del contributo per un totale di 1,2 miliardi di euro. Restavano così disponibili per la quinta asta 573 milioni di euro. Ma la grande partecipazione all'ultimo bando ha fatto sì che i fondi residui fossero sufficienti a coprire solo una parte dei progetti vincitori (150 circa), lasciando i restanti 150 ammessi in graduatoria fuori dall'accesso ai contributi. Evidentemente le risorse inizialmente previste erano state sottostimate. Ciò potrebbe essere avvenuto per due motivi: costi di investimento aumentati per carenza di componentistica e fenomeni speculativi; attesa di una maggior partecipazione di impianti da riconvertire che avrebbero comportato minor investimenti iniziali rispetto ad impianti nuovi¹².

Di conseguenza, il Governo italiano ha proposto alla Commissione UE una riallocazione dei fondi PNRR con spostamento di 640 milioni di euro dalle disponibilità per l'utilizzo dell'idrogeno a quelle per lo sviluppo del biometano. La richiesta mette anche in evidenza le differenti prospettive di crescita reale dei due settori: per l'idrogeno nei settori industriali "hard to abate" era stato stanziato 1 miliardo di euro, ma la domanda di finanziamenti si è fermata a 360 milioni di euro, ponendo l'idrogeno tra i settori caratterizzati da un esame troppo ottimistico del mercato, che avrebbe dovuto sviluppare un livello di domanda rivelatosi poi irraggiungibile. Alla richiesta di movimentazione dei fondi si è affiancata anche quella di spostare di sei mesi, a dicembre 2025, la scadenza dell'obiettivo intermedio per la produzione di 0,6 miliardi di metri cubi (già prorogata dal 2023 al giugno 2025). Ad inizio giugno la Commissione ha approvato la proposta del Governo, confermata il 20 giugno dal Consiglio dei ministri delle finanze dell'UE, accettando lo spostamento dell'obiettivo intermedio di produzione a fine 2025.

Lo sblocco delle nuove risorse e la conseguente garanzia di copertura del 40% dei costi di investimento di tutti gli impianti accettati, dovrebbero consentire ai progetti in graduatoria di avviare i lavori per la realizzazione degli impianti. Lo stesso GSE aveva comunicato nei giorni precedenti che per gli impianti accettati ma "scoperti" era possibile avviare i lavori, specificando però che il riconoscimento del contributo in conto capitale sarebbe avvenuto solo a seguito del "riconoscimento formale, con Decisione di Esecuzione del Consiglio UE, di approvazione della positiva valutazione già espressa dalla Commissione Europea".

Così, il GSE potrebbe comunicare anche la modalità di svolgimento di un'ulteriore procedura competitiva (la sesta), il cui contingente sarà determinato in base alla capacità produttiva non assegnata nelle precedenti cinque procedure, incrementata della capacità associata ad eventuali interventi già ammessi ma oggetto di rinuncia. Tuttavia, se rimanesse invariata la scadenza finale del 30 giugno 2026 c'è il rischio di

una mancata partecipazione alla nuova gara. Recentemente il GSE si è dichiarato fiducioso riguardo novità sul tema, contando presumibilmente che una proroga venga accolta nell'ambito dell'ultima rimodulazione prevista del PNRR.

Producibilità e obiettivi PNIEC

Ricordiamo che il PNIEC considera obiettivi di consumo di biometano al 2030 per 5 mld. mc annui, di cui 3,9 circa per usi termici e 1,1 per i trasporti; inoltre, a pag. 314, indica, per uno scenario di sviluppo, consumi complessivi di biometano superiori e pari a 5,7 mld. mc annui.

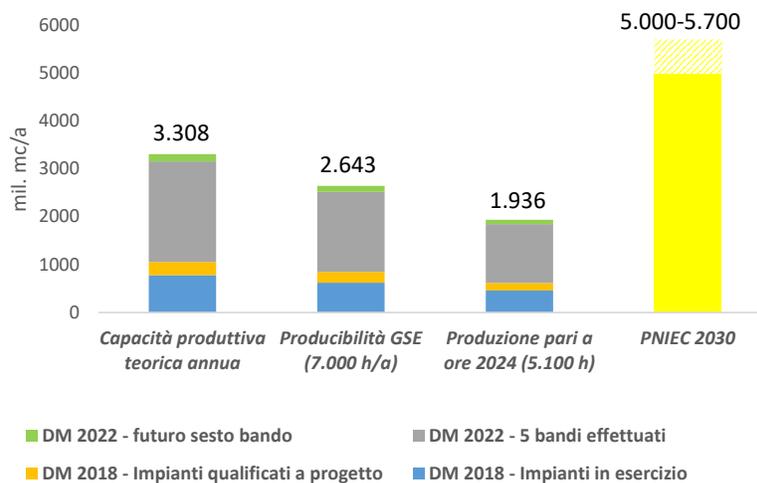
Date le cifre di produzione e capacità indicate nei paragrafi precedenti, è possibile effettuare alcune considerazioni sulla distanza del settore dagli obiettivi del PNIEC, anche se un bilancio definitivo dei risultati del DM 2022 non può essere ancora completamente definito. Occorre innanzitutto tenere conto che:

- non tutti gli impianti in graduatoria potrebbero essere realizzati. Infatti, non si può escludere un numero anche significativo di rinunce, dovute soprattutto alla stringente tempistica di realizzazione ed entrata in esercizio degli impianti, che, comportando il venire meno dei contributi in conto capitale, costituisce per gli operatori un rischio considerevole; ciò in un contesto che registra anche difficoltà nel reperimento della componentistica e nella lunghezza del permitting¹³;

- ultimamente in documenti o presentazioni, anche di soggetti pubblici, si tende ad identificare capacità produttiva installata e assegnata con la produzione degli impianti, ma le due grandezze possono essere molto differenti; un conto è la producibilità teorica annua, un altro è la produzione effettiva, che dipende anche dai volumi di feedstock disponibili, dalla loro continuità nel corso dell'anno, dalla congruità dei costi di raccolta rispetto ai business plan; come è dimostrato dalle sopra ricordate ore di lavorazione degli impianti nel 2024 (59% del totale annuo).

Considerando la capacità produttiva (in Smc/h) attualmente installata e quella prevista in base al DM 2018 nonché quella già assegnata (5 bandi svolti) o assegnabile (sesto bando) sotto il DM 2022, la figura n. 5 mette in evidenza la distanza dagli obiettivi PNIEC assumendo tre diverse ipotesi di ore di lavorazione annua degli impianti: 1) produttività annua teorica = 8.760 h/a; 2) producibilità considerata da GSE in base alle nuove regole applicative = 7.000 h/a¹⁴; 3) produzione media analoga alle ore di funzionamento degli impianti nel 2024 = 5.100 h/a. Nelle due ipotesi più realistiche, ossia 7.000 h/a e 5.100 h/a, la distanza sarebbe rispettivamente di 3,1 e 3,8 mld mc rispetto allo scenario di sviluppo del PNIEC. Il divario aumenterebbe in caso di mancata realizzazione di parte degli impianti aggiudicatari delle procedure concorsuali sotto il DM 2022.

Figura 5: Produzione potenziale e obiettivi PNIEC (mil. mc/anno)



Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE

Alcune considerazioni conclusive

Come visto, sotto ipotesi realistiche, gli obiettivi di produzione e consumo per il 2030 appaiono ancora piuttosto distanti, nonostante il forte impulso dato al settore dai regimi di sostegno dei DM 2018 e DM 2022. Se tali obiettivi vogliono essere perseguiti, compatibilmente con i costi per la collettività legati alle incentivazioni (oggi il biometano costa circa il doppio del gas naturale anche considerando i costi ETS), potrebbe essere opportuno:

- consolidare meccanismi di sostegno oltre la scadenza del 30 giugno 2026, adeguandoli in base alle esperienze fatte con i due DM citati e traguardandoli in un’ottica di medio-lungo periodo;
- rafforzare l’organizzazione delle filiere agricole di produzione dei feedstock in modo da garantire agli impianti di biometano un input il più possibile elevato, costante nel corso dell’anno e con costi di approvvigionamento sostenibili;
- sviluppare l’interazione tra filiere agricole e industrie hard to abate (considerata già dall’art. 5-bis del “DL Agricoltura” n. 63/2024), attraverso la stipula di contratti di fornitura di biometano di lungo termine, valorizzando nel contempo le GO emesse per la produzione di biometano nell’ambito del sistema di Emission Trading (ETS) per l’industria;
- riflettere sulle attuali condizioni e regole per l’allacciamento alla rete gas: attualmente i costi di connessione sono indicativamente ripartiti per l’80% a carico dei produttori

e per il 20% sono coperti dalle tariffe gas¹⁵; una diversa allocazione potrebbe facilitare il business plan dei produttori, ma nel contempo ricadrebbe sui consumatori finali del gas naturale;

- concentrare l’attenzione anche sul Centro-Sud, dove lo sviluppo del biometano è stato storicamente più lento ma il potenziale in termini di disponibilità di biomasse agricole e sottoprodotti è interessante, seppur in un contesto di maggior frammentazione delle realtà agricole. Investire in queste aree potrebbe contribuire a creare nuove opportunità per il sistema agroindustriale meridionale¹⁶.
Due ultime riflessioni:

- secondo l’obiettivo del PNIEC la produzione attuale di biometano dovrebbe almeno decuplicarsi nei prossimi anni, ma la sua disponibilità non sarà abbondante, per limiti connessi alle materie prime economicamente e ambientalmente sostenibili e per motivi impiantistici; perciò dovrà essere utilizzata oculatamente, nei settori in cui può dispiegare i maggiori benefici in tempi rapidi, evitando la dispersione tra troppe destinazioni d’uso;
- anche per i gas verdi la transizione non è un “pasto gratis”, la crescita del biometano comporta costi aggiuntivi (anche per la raccolta delle materie prime), si tratta ancora una volta di trovare un adeguato equilibrio tra benefici ambientali e oneri sostenibili a carico della collettività.

¹ Rilasciati dal GSE ai soggetti che immettono i biocarburanti sostenibili nel sistema di distribuzione nazionale, oltre che ai produttori di biometano. Ogni singolo CIC attesta l'immissione in consumo di una quantità di biocarburanti di 10 Gcal e nel caso di immissione in consumo di biocarburanti avanzati, il singolo certificato attesta un quantitativo di biocarburanti di 5 Gcal. I soggetti obbligati possono acquisire i CIC secondo due modalità: a) immettendo al consumo biometano acquistato dal produttore; b) acquistando CIC da soggetti che ne dispongano in numero superiore al proprio obbligo.

² Arrigoni P. (GSE), La sfida della transizione, Stato e prospettive del biometano, aprile 2025.

³ Elaborazioni RIE su dati GSE.

⁴ Arrigoni P. (GSE), op. citata.

⁵ Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani.

⁶ A2A, Il ruolo dei green gas nella transizione energetica, Milano maggio 2025.

⁷ Impianti che, dopo aver superato una procedura di qualifica, sono stati riconosciuti idonei a ricevere gli incentivi.

⁸ Differenziato a seconda che l'impianto fosse legato all'attività agricola o utilizzasse rifiuti organici e che l'impianto fosse nuovo o riconvertito.

⁹ Basato sullo sconto offerto rispetto a una tariffa di riferimento prefissata e, in second'ordine, sull'offerta di maggiore riduzione delle emissioni partendo da un minimo obbligatorio del 65% per il gas destinato ai trasporti e dell'80% per quello destinato ad altri usi.

¹⁰ PoliMI, Hydrogen and Alternative Fuels, Report 2025, giugno 2025.

¹¹ De Paoli L., Le prospettive del biometano dopo i cinque bandi previsti dal Pnrr, Staffetta Quotidiana, 23 maggio 2025.

¹² PoliMI, op. citata.

¹³ Polimi, op. citata.

¹⁴ GSE, Graduatoria stimata degli impianti di produzione di biometano che hanno richiesto l'accesso agli incentivi per il settore trasporti ai sensi dei Decreti Ministeriali del 2 marzo 2018 e del 15 settembre 2022, 31 maggio 2025.

¹⁵ A2A, op. citata.

¹⁶ Il Sole 24ore, Biogas e biometano, un volano per la transizione ecologica e l'agricoltura, 4 giugno 2025.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze n. 152 del 20 giugno 2025 | pubblicato il 30 giugno 2025 | Download <https://www.mase.gov.it/>

Con il Decreto Ministeriale n.152 del 20 giugno 2025 (di seguito: D.M. n.152/2025), il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, ha fornito gli indirizzi al GME per lo sviluppo della piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili, nonché i criteri e le condizioni in base ai quali il GSE assume, su tale piattaforma, il ruolo di garante di ultima istanza dei contratti di compravendita di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (di seguito: contratti PPA). Il provvedimento dà attuazione quanto previsto dalle disposizioni di cui all'art. 28, commi 2, 2-bis e 2-ter, del D.lgs. 8 novembre 2021, n.199 - come integrato dal decreto-legge 31 dicembre 2024 n. 208, convertito con modificazioni con Legge n.20 del 28 febbraio 2025 - (nel seguito: D.lgs. n. 199/2021).

Il D.M. n.152/2025 si inserisce nel più ampio quadro regolatorio volto a favorire la diffusione dei contratti PPA e l'utilizzo delle energie rinnovabili - in linea con le normative europee - mediante la definizione di strumenti, meccanismi e incentivi che promuovano, tra l'altro, l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti e la mitigazione del rischio finanziario per i contratti PPA di durata almeno quinquennale.

Con il D.M. n. 152/2025, in particolare, il MASE ha inter alia:

- fornito al GME indirizzi in ordine alla costituzione e all'avvio operativo di un mercato dedicato alla negoziazione dei contratti PPA (nel seguito: MPPA), da introdursi nell'ambito del Mercato Elettrico;
- stabilito che il GME definisca e sottoponga a consultazione, ai sensi di quanto previsto dalla Disciplina del Mercato Elettrico, il modello di funzionamento del MPPA prevedendo un'integrazione funzionale con il Mercato Elettrico a Termine (i.e. MTE);
- definito i criteri e le condizioni in base ai quali il GSE assume il ruolo di garante di ultima istanza dei contratti PPA negoziati sul costituendo MPPA;
- disposto che, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del medesimo D.M., il GSE, previa consultazione, trasmetta al MASE per l'approvazione una proposta di Regole Operative disciplinanti gli aspetti di competenza per il funzionamento del MPPA;
- previsto l'obbligo per il GME di registrazione dei contratti PPA

conclusi sul MPPA nell'ambito della Bacheca PPA, organizzata e gestita dal GME stesso ai sensi dell'art. 28, comma 1, del D.lgs. 199/2021.

DCOGME n.01/2025 | "Proposta di modello di funzionamento del mercato per la negoziazione dei contratti PPA (MPPA)" | pubblicato in data 1° luglio 2025 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/>

Facendo seguito alla pubblicazione del Decreto Ministeriale n.152 del 20 giugno 2025 (cfr. news precedente), con il DCO n.01/2025 il GME ha presentato la proposta di modello di funzionamento del mercato per la negoziazione dei contratti PPA (MPPA), al fine di raccogliere, presso i soggetti interessati, osservazioni e spunti di riflessione. In particolare, la proposta è stata formulata dal GME tenendo conto degli indirizzi definiti dal D.M. n.152/2025.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire, per iscritto, alla Direzione Governance le proprie osservazioni entro e non oltre il 18 Luglio 2025, termine di chiusura della presente consultazione, inviando i contributi al seguente indirizzo di posta elettronica: info@mercatoelettrico.org.

Deliberazione 3 giugno 2025 227/2025/R/eel | "Modifiche al TIDE funzionali all'avvio della fase di consolidamento e all'attuazione del decreto FER X transitorio" | pubblicata 5 giugno 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la delibera in oggetto, l'ARERA ha pubblicato la versione aggiornata del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), adeguato al fine di tener conto delle osservazioni dei soggetti interessati pervenute in risposta ai precedenti DCO 50/2025/R/eel¹ e 129/2025/R/eel².

In particolare, l'Autorità ha introdotto una serie di modifiche al quadro regolatorio funzionali all'avvio della fase di consolidamento del TIDE, con decorrenza 1° febbraio 2026, e all'attuazione del Decreto FER X transitorio³.

Tra le principali novità contenute nel TIDE aggiornato si segnala: i. con riferimento all'approvvigionamento della Frequency Containment Reserve (di seguito: FCR) e della riserva ultra-rapida di frequenza:

- la conferma dell'introduzione di una procedura di approvvigionamento a pronti su base giornaliera, da svolgersi il giorno precedente alla consegna. L'Autorità ha rinviato la definizione delle relative tempistiche alla proposta di approvvigionamento della FCR che sarà redatta da Terna;
- il rinvio ad una fase successiva per la valutazione sull'introduzione di offerte per portafoglio e offerte a blocchi, nonché sulla definizione delle modalità di raccordo con la disciplina MACSE;

- la conferma del periodo transitorio di due anni per il passaggio a un approvvigionamento completamente a mercato della FCR, ritenendo che una transizione più rapida – seppur auspicata dagli operatori – non garantirebbe tempi adeguati a testare l'efficacia delle nuove procedure;

- ii. in merito alla mappatura delle unità di produzione contrattualizzate nel mercato della capacità (di seguito: UP capacity), l'ARERA ha introdotto l'obbligo di utilizzare tipologie specifiche per questo tipo di unità, al fine di evitare aggravii amministrativi nell'ambito della disciplina del capacity market. A completamento, un'ulteriore novità riguarda la messa a disposizione degli intervalli di fattibilità ai Balance Responsible Party, che potrà avvenire nell'ambito della piattaforma di nomina di cui alla Disciplina del Mercato Elettrico, non solo con riferimento alle Unità Virtuali Nodali (UVN), come previsto in consultazione, ma anche relativamente alle Unità Abilitate Singolarmente (UAS).

Deliberazione 3 giugno 2025 233/2025/R/eel | “Governance del mercato elettrico europeo: verifica della proposta di emendamento allo schema contrattuale ANCA e inclusione dei contratti ANDOA e ANIDOA” | pubblicata 5 giugno 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la Deliberazione 285/2024/R/eel, l'ARERA ha positivamente verificato le modifiche apportate al contratto denominato “All Nemo Cooperation Agreement” (ANCA), sottoscritto da tutti i Nominated Electricity Market Operator (di seguito: NEMO) per regolare le attività di cooperazione e di governance funzionali alla gestione del market coupling europeo con riferimento sia ai mercati del giorno prima (SDAC) che a quelli infra giornalieri (SIDC).

Le principali modifiche al contratto ANCA, trasmesse dal GME in data 12 maggio u.s., riguardano:

- l'inclusione nell'ANCA, come allegati, dei contratti operativi ANDOA e ANIDOA, relativi, rispettivamente, al coupling unico del giorno prima e al coupling unico infragiornaliero;
- l'introduzione di un nuovo assetto della governance dei NEMO, risultante dall'eliminazione degli organi di gestione operativa denominati “NEMO DA Steering Committee” e “NEMO ID Steering Committee” e acquisizione delle relative competenze da parte dell'organo di governance dei NEMO (NEMO Committee);
- l'introduzione dell'organo di gestione strategica, denominato “High Level Meeting” (di seguito: HLM), composto dai rappresentanti dei NEMO dotati di poteri decisionali di vertice nelle rispettive organizzazioni.

In particolare, nelle valutazioni positive espresse, l'ARERA ha ritenuto che la semplificazione contrattuale introdotta

dalle modifiche all'ANCA favorisca la razionalizzazione del quadro contrattuale che disciplina la cooperazione tra NEMO, rafforzando al contempo l'efficacia e l'efficienza della governance dei NEMO, a beneficio di tutti gli utenti del sistema elettrico europeo.

Documento per la consultazione TERNA S.p.A. | “Consultazione Codice di Rete - Regole di coordinamento MSD-MARI” | pubblicato il 16 giugno 2025 | Download <https://download.terna.it/>

Al fine di raccogliere osservazioni dai soggetti interessati, con il DCO in oggetto, Terna S.p.A. ha pubblicato la proposta di aggiornamento del Codice di Rete funzionale all'avvio della partecipazione operativa di Terna stessa alla piattaforma di cui all'Art. 20 del Regolamento UE 2017/2195 (di seguito: Piattaforma MARI).

Di seguito sono riportati alcuni dei principali interventi:

- la descrizione delle regole di coordinamento tra il MSD e la Piattaforma MARI, incluse le modalità di presentazione delle offerte di prezzo da parte dei Balancing Service Providers (di seguito: BSP) e il processo di conversione delle offerte, a cura di Terna, per la loro trasmissione alla piattaforma;
- l'aggiornamento delle modalità di definizione dei programmi delle UAS (Unità Abilitate Singolarmente) e delle UVAN (Unità Virtuali Abilitate Nodali), nonché l'introduzione di un nuovo comando di bilanciamento, finalizzato alla comunicazione ai BSP delle quantità accettate in esito alla partecipazione di Terna alla Piattaforma MARI;
- la revisione della metodologia di determinazione del prezzo di sbilanciamento, al fine di allinearla con il nuovo assetto che prevede l'integrazione con la Piattaforma MARI. La documentazione è disponibile nell'apposita sezione del sito istituzionale di Terna. Le osservazioni potranno essere inviate dai soggetti interessati entro il 15 luglio 2025.

Deliberazione 24 giugno 2025 271/2025/R/eel | “Conferma delle condizioni per l'approvvigionamento di energia elettrica a termine da parte di Acquirente Unico, ai sensi dell'articolo 2 del decreto-legge 19/2025” - Arera | pubblicata 25 giugno 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la deliberazione in oggetto, l'ARERA ha confermato le indicazioni precedentemente fornite, ai sensi dell'art. 2 del decreto-legge 19/2025, all'Acquirente Unico (nel seguito: AU) in merito all'utilizzo di prodotti a termine per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti

domestici vulnerabili serviti in maggior tutela.

Al riguardo si ricorda che a seguito della pubblicazione della delibera 155/2025/R/ee⁴, che ha stabilito le prime condizioni per l'approvvigionamento a termine da parte dell'AU, l'ARERA ha ricevuto le osservazioni da parte di alcuni soggetti interessati e, con la delibera in oggetto, ha confermato tali indicazioni, fornendo al contempo chiarimenti in merito.

In linea con quanto segnalato dagli operatori, l'ARERA ha precisato che qualora l'AU proceda all'acquisto di prodotti a termine con durata non standard (ad esempio contratti biennali), il prezzo di riferimento dovrà risultare non superiore alla media dei prodotti a termine con consegna in Italia, quotati su piattaforme gestite da operatori esteri, con periodo di consegna coincidente con quello del contratto stipulato. In merito alla maggiore trasparenza nelle strategie di approvvigionamento auspicata dagli operatori, l'ARERA ha ritenuto che gli strumenti attualmente disponibili già garantiscano un adeguato livello di trasparenza, richiamando in particolare:

- la pubblicazione da parte dell'Acquirente Unico, sul proprio sito, delle quantità acquistate con contratti a termine e prezzo medio di tali contratti.
- la pubblicazione delle informazioni sulle offerte di vendita presentate sui mercati del GME, disponibili dopo 7 giorni dalla loro presentazione.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità non ha ritenuto necessario introdurre ulteriori obblighi informativi.

RIGASSIFICAZIONE

Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) - aste per il conferimento della capacità di rigassificazione annuale e pluriennale sul comparto FSRU Italia di Ravenna: modifica della DTF 13 PAR e avvio delle prove in bianco” | pubblicato in data 11 giugno 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in data 11 giugno u.s., con la pubblicazione sul proprio sito internet, è entrata in vigore la versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 13 PAR (i.e. DTF n. 13 rev.09) recante “Modalità di distribuzione degli slot sui comparti OLT e FSRU ITALIA di PIOMBINO e modalità di programmazione post sessione della data di scarica sui comparti OLT, FSRU ITALIA di PANIGAGLIA, FSRU ITALIA di PIOMBINO e FSRU ITALIA di RAVENNA”. In particolare, la richiamata DTF è stata modificata al fine di ulteriormente specificare, a seguito di richiesta di FSRU Italia, i criteri di applicazione dei vincoli trimestrale e mensile ai quali - in adempimento di quanto disposto dal Codice di Rigassificazione del Terminale FSRU di Ravenna - devono uniformarsi le procedure di programmazione delle date di scarica del comparto FSRU Italia di Ravenna. Con il medesimo comunicato, il GME ha inoltre informato gli operatori della programmazione delle relative prove in bianco, tenutesi in data 25 giugno 2025.

¹ Cfr. Newsletter n.190 di marzo 2025;

² Documento per la consultazione dell'Autorità in materia di remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere e all'abilitazione delle risorse per il Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento;

³ Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica n. 457 del 30 dicembre 2024;

⁴ Cfr. Newsletter n.192 di maggio 2025.

Gli appuntamenti

- 16 luglio
#NucleareFuturo
 Roma, Italia
 Organizzato da Confindustria
<https://www.confindustria.it/>
- 16 luglio
Indagine Utilitalia sul riutilizzo delle acque reflue
 Webinar
 Organizzato da Utilitalia
<https://www.utilitalia.it/>
- 16 luglio
Rapporto IdroMeteoClima
 Bologna, Italia
 Organizzato da Arpa Emilia Romagna
<https://www.snpambiente.it/>
- 17 luglio
AGENDA 2030. Politiche e investimenti per gli SDGs
 Roma, Italia
 Organizzato da SocialImpact
<https://www.socialimpactagenda.it/>
- 17 luglio
Resilienza dei sistemi elettrici
 Webinar
 Organizzato da Elettricità Futura e Cesi
<https://www.elettricitafutura.it/>
- 18-20 luglio
International Conference on Clean and Green Energy
 Evento online e in presenza
 Shanghai, Cina
 Organizzato da Shanghai Dianji University
<https://iccge.org/>
- 20-22 luglio
International Conference on Green Energy Technologies
 Evento online e in presenza
 Nagasaki, Giappone
 Organizzato da ICGET
<https://www.icget.org/>
- 25-27 luglio
International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering
 Evento online e in presenza
 Tokyo, Giappone
 Organizzato da PEEE
<https://www.peee.org/>
- 25-27 luglio
International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering
 Evento online e in presenza
 Budapest, Ungheria
 Organizzato da CoEEE
<http://www.coeee.org/>
- 25-27 luglio
International Conference on Environment, Energy and Biotechnology
 Evento online e in presenza
 Jeju Island, Sud Corea
 Organizzato da Jeju National University, Corea
<http://www.iceeb.org>
- 28-31 luglio
International Conference on Energy and Environment Research
 Evento online e in presenza
 Budapest, Ungheria
 Organizzato da Iceer
<https://iceer.org/>
- 29-31 luglio
EHS in Energy Summit
 San Diego, California, Usa
 Organizzato da Hanson Wade
<https://ehs-energy.com/>
- 8-10 agosto
Solar PV & Energy Storage World Expo 2025
 Guangzhou, Guangdong, Cina
 Organizzato da Guangdong Grandeur International Exhibition Group
<https://en.pvguangzhou.com/>
- 18-20 agosto
International Conference on Smart Energy Grid Engineering
 Evento online e in presenza
 Oshawa, Canada
 Organizzato da Ontario Tech University, Oshawa, Canada
<http://www.ieee-sege.com/>
- 22-24 agosto
International Conference on Power, Control and Electrical Engineering
 Evento online e in presenza
 Nanning, Cina
 Organizzato da PCEE
<http://www.pcee.net/>

23-25 agosto

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Evento online e in presenza
Zagreb, Croazia
Organizzato da CGEE
<https://www.cgee.org/>

25-29 agosto

International Conference on Energy, Sustainability and Climate Crisis

Evento online e in presenza
Rodi, Grecia
Organizzato da ESCC
<http://esc.uth.gr/>

26-28 agosto

International Conference on Environmental Systems Research

Evento online e in presenza
Roma, Italia
Organizzato da ICESR
<https://www.icesr.org/>

5-7 settembre

Scenario di oggi e di domani per le strategie competitive

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

9-12 settembre

Gastech

Milano, Italia
Organizzato da Gastech
<https://www.gastechevent.com/>

9-12 settembre

The 12th International Conference on Life Cycle Management

Palermo, Italia
Organizzato da Institute of Sustainability in Civil Engineering
<https://www.lcm2025.org/>

10-11 settembre

International Conference on Sustainable Development

Evento online e in presenza
Roma, Italia
Organizzato da European Center of Sustainable Development
<https://ecsdev.org/>

17-19 settembre

European Fuel Cells and Hydrogen

Capri, Italia
Organizzato da EFCH2
<https://www.europeanfuelcells.com/>

18 settembre

SolarFinance

Evento online e in presenza
Milano, Italia
Organizzato da Italia Solare
<https://www.italiasolare.eu/>

18-20 settembre

International Symposium on Intelligent Technology for Power and Energy Systems

Evento online e in presenza
Amsterdam, Paesi Bassi
Organizzato da ITPES
<http://itpes.org>

18-20 settembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Evento online e in presenza
Praga, Repubblica Ceca
Organizzato da WCSEE
<https://www.wseeconf.org/>

18-21 settembre

Milano Green Week

Milano, Italia
Organizzato da Comune di Milano
<https://www.milanogreenweek.eu/>

22-26 settembre

EU PVSEC

Bilbao, Spagna
Organizzato da Solar Power Europe
<https://www.solarpowereurope.org/>

25-27 settembre

HeySun 2025

Misterbianco, Italia
Organizzato da SiciliaFiera
<https://www.heySun.it/>

1 ottobre

Solar Solutions Torino

Torino, Italia

Organizzato da Sustainable Solutions Europe

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

1-2 ottobre

Italian Energy Summit 2025

Evento online e in presenza

Milano

Organizzato da 24ore Eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

1-2 ottobre

SolarSolution Torino 2025

Torino, Italia

Organizzato da Solarsolution – Xpo Italia

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

7-9 ottobre

Città del futuro 2030-2050

Roma, Italia

Organizzato da ANCE

<https://ance.it/>

7-9 ottobre

Accadueo

Bologna, Italia

Bolognafiere

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

8-9 ottobre

Traffic 2025

Bologna, Italia

Organizzato da A151

<https://traffic.show/>

8-9 ottobre

Solar&Storage 2025

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

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

14-17 ottobre

Digital Innovation Forum

Como, Italia

Organizzato da Fondazione Innovazione Digitale ETS

<https://askanews.it/>

21-22 ottobre

AgriVoltaics Industry Forum Europe

Milano, Italia

Organizzato da Solar Power Europe

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

22 ottobre

Forum sostenibilità 2025

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

23 ottobre

SolarBuilding

Salerno, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

15-17 ottobre

MED – Dialoghi mediterranei

Napoli, Italia

Organizzato da ISPI

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

21-22 ottobre

AgriVoltaics Industry Forum Europe

Milano, Italia

Organizzato da Solar Power Europe

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

29 ottobre

UN SDG Action Awards Ceremony

Roma, Italia

Organizzato da Nazioni Unite

<https://sdgactionawards.org/>

4-7 novembre

ECOMONDO – The Green Technology Epo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

18 novembre

Conferenza Energmanagement

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

<https://fire-italia.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.