



n. 169 APRILE '23

APPROFONDIMENTI

## IL PIANO INDUSTRIALE DEL GREEN DEAL

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

Il primo febbraio scorso, la Commissione europea ha presentato il Green Deal Industrial Plan, un programma strategico per rafforzare la competitività industriale europea in vista di una rapida decarbonizzazione. Anticipato sul palco del World Economic Forum di Davos da Ursula von der Leyen, il progetto mira a potenziare la capacità produttiva europea nei settori della transizione energetica per far fronte alle crescenti ondate di protezionismo internazionale.

D'altronde, le istituzioni UE si stanno misurando con l'esigenza di rispondere ad una competizione globale sempre più aggressiva: da un lato, la Cina con il suo programma Made in China 2025 incoraggia le aziende estere ad alta intensità energetica a delocalizzare, dall'altra gli Stati Uniti puntano ad agevolare la produzione manifatturiera ed energetica nazionale con il pacchetto di sussidi verdi contenuto nel

recente Inflation Reduction Act (IRA). Vediamo nel dettaglio il piano industriale pensato da Bruxelles e le tecnologie considerate centrali nella decarbonizzazione.

### Obiettivi e strumenti del piano

Nel 2020 il Parlamento europeo, il Consiglio e la Commissione europea hanno elaborato scopi e priorità dell'agenda politica e legislativa per il periodo 2020-2024<sup>1</sup>. Tra questi, spiccava l'obiettivo strategico di "promuovere una politica industriale europea più ambiziosa per un'industria più sostenibile, verde, competitiva e resiliente". Passo importante in questa direzione è stato il lancio di un piano industriale del Green Deal che illustra il modo in cui l'UE intende rilanciare gli investimenti nelle tecnologie pulite al fine di proseguire nel percorso verso la neutralità climatica.

continua a pagina 26

Monitoraggio costante ai mercati

Scarica  
la GME APP



## IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ MARZO 2023

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

■ APPROFONDIMENTI

Il piano industriale del green deal  
di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

■ APPUNTAMENTI

pagina 31

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo si accentua la flessione del Pun (136,38 €/MWh), sceso ai minimi da settembre 2021, secondo un andamento che accomuna i prezzi delle principali borse elettriche europee. La riduzione del Pun riflette l'analogo calo dei prezzi del gas, acquisti ridotti e decisamente esigui per il mese di marzo (MGP: 23,7 TWh, con la liquidità del mercato in risalita: 75,7%) e maggiori volumi rinnovabili al centro-meridione. A livello zonale, torna ad ampliarsi il differenziale tra i prezzi di vendita delle zone centro-

settentrionali, a 141 €/MWh, e quello delle altre zone, a 119/129 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,2 TWh (+2,1% su febbraio), di cui oltre 0,5 GWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano quasi 294 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Aprile 2023 chiude il mese ad un prezzo di 131,37 €/MWh. Tornano in aumento mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Il Pun scende ai minimi da settembre 2021, a 136,38 €/MWh, così come i prezzi sulle principali borse europee. La riduzione del prezzo italiano, prevalentemente connessa a simili ribassi dei costi del gas al PSV (47 €/MWh), è favorita anche da acquisti in calo, anche in virtù di un clima mite, e maggiore

disponibilità rinnovabile. Prezzi in riduzione in tutti i gruppi di ore, più intensa nelle ore a maggior carico, per un rapporto picco/baseload sceso a 1,06. In evidenza il prezzo minimo orario a 3,02 €/MWh, registrato alle ore 14 di sabato 25 marzo e mai così basso da quasi due anni (Grafico 1 e Tabella 1).

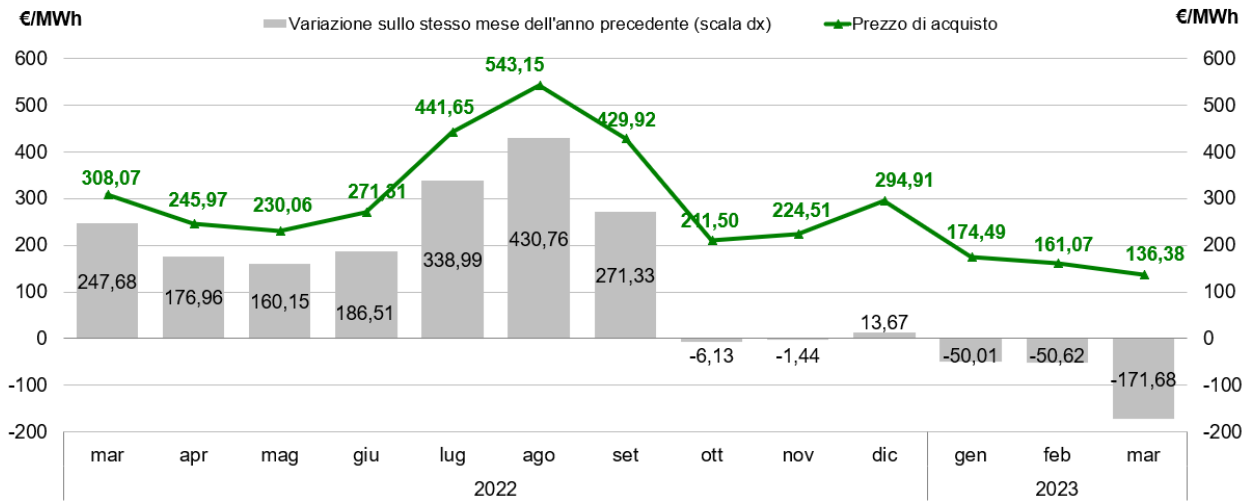
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>136,38</b>	308,07	-171,68	-55,7%	<b>24.172</b>	+5,0%	<b>31.911</b>	-4,4%	<b>75,7%</b>	69,0%
<i>Picco</i>	145,21	326,79	-181,58	-55,6%	28.387	+1,6%	38.087	-3,9%	74,5%	70,5%
<i>Fuori picco</i>	131,17	297,01	-165,84	-55,8%	21.682	+7,8%	28.262	-4,7%	76,7%	67,8%
<i>Minimo orario</i>	3,02	93,99			15.474		20.777		68,3%	57,2%
<i>Massimo orario</i>	245,00	688,59			31.234		42.389		84,9%	82,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



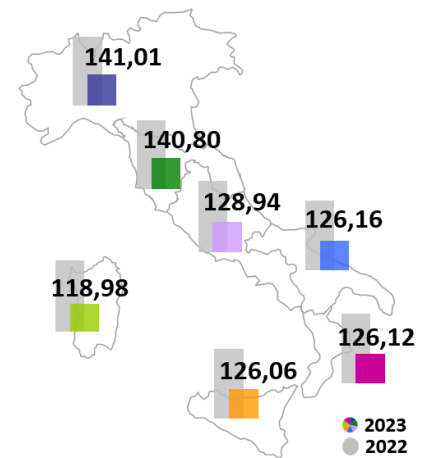
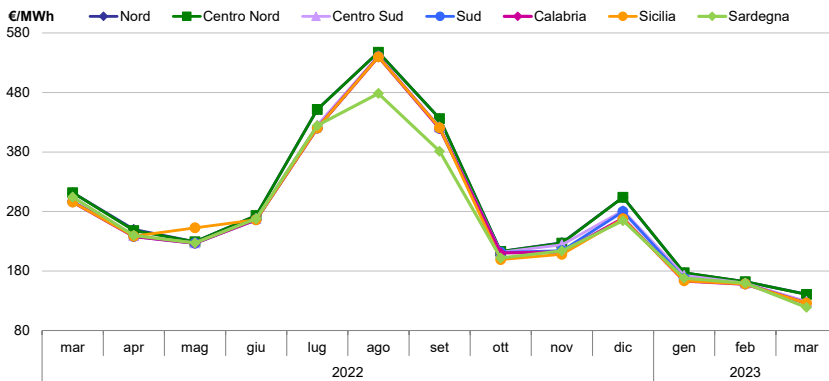
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in presenza di limitazioni sui transiti interni alla penisola e di un'ampia disponibilità di volumi eolici e solari nelle zone centro-meridionali, torna ad ampliarsi il

differenziale tra i prezzi di queste ultime, scesi a 126/128 €/MWh con un minimo di 119 €/MWh in Sardegna, e quelli delle zone centro-settentrionali, a 141 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Torna invece a scendere su base mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, a 23,7 TWh, secondo valore più basso di sempre per il mese di marzo, a fronte di una liquidità del mercato che si porta al 75,7%, massimo da maggio 2022, per effetto della

forte riduzione osservata sulle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (5,8 TWh) e di una sostanziale tenuta della componente scambiata direttamente sulla borsa del GME (18,0 TWh) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.960.067</b>	<b>+5,0%</b>	<b>75,7%</b>
Operatori	11.425.516	+3,8%	48,2%
GSE	2.030.822	+4,5%	8,6%
Zone estere	4.503.729	+18,6%	19,0%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.750.159</b>	<b>-25,2%</b>	<b>24,3%</b>
Zone estere	27.966	-16,4%	0,1%
Zone nazionali	5.722.193	-28,6%	24,1%
Saldo programmi PCE	-		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.710.226</b>	<b>-4,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>15.211.146</b>	<b>+2,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>38.921.372</b>	<b>-1,8%</b>	

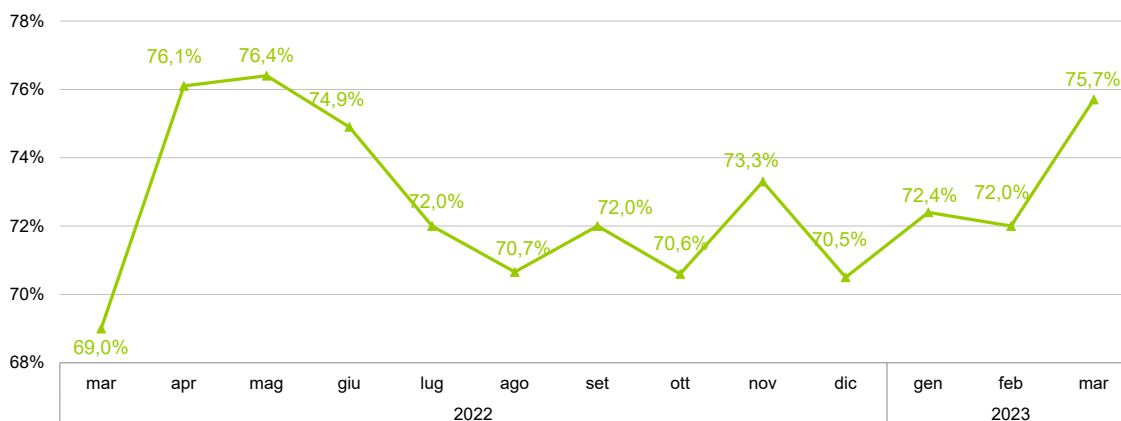
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.960.067</b>	<b>+5,0%</b>	<b>75,7%</b>
Acquirente Unico	1.689.651	-46,4%	7,1%
Altri operatori	13.209.643	+4,1%	55,7%
Pompaggi	47.046	+1157,8%	0,2%
Zone estere	258.543	-32,0%	1,1%
Saldo programmi PCE	2.755.183	+213,4%	11,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.750.159</b>	<b>-25,2%</b>	<b>24,3%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.505.342	-0,7%	35,9%
Saldo programmi PCE	-2.755.183		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.710.226</b>	<b>-4,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>820.956</b>	<b>+20,6%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.531.181</b>	<b>-3,7%</b>	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



In diffusa flessione gli acquisti nazionali, scesi a 23,5 TWh, e gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,3 TWh. Più debole il calo mensile delle vendite nazionali, a 19,2 TWh, sostenute

soprattutto dalla crescita dei volumi rinnovabili e a carbone venduti al Sud, mentre in decisa diminuzione, concentrata sulla frontiera settentrionale, risulta l'import, a 4,5 TWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	15.658.395	21.075	-8,1%	8.519.040	11.466	-17,0%	13.394.011	18.027	-3,7%
Centro Nord	1.658.453	2.232	-3,1%	1.394.517	1.877	+0,3%	2.031.052	2.734	-2,7%
Centro Sud	4.965.440	6.683	-6,9%	2.262.838	3.046	-11,4%	4.067.066	5.474	-4,5%
Sud	5.449.826	7.335	+20,9%	3.342.176	4.498	+12,1%	1.454.432	1.958	-3,0%
Calabria	2.501.423	3.367	-20,5%	976.352	1.314	-28,0%	438.938	591	-5,9%
Sicilia	2.774.957	3.735	+9,6%	1.585.530	2.134	+16,5%	1.377.337	1.854	-7,9%
Sardegna	1.333.499	1.795	+5,8%	1.098.079	1.478	+4,6%	688.846	927	-1,4%
<b>Totale nazionale</b>	<b>34.341.993</b>	<b>46.221</b>	<b>-3,3%</b>	<b>19.178.532</b>	<b>25.812</b>	<b>-8,5%</b>	<b>23.451.683</b>	<b>31.564</b>	<b>-3,9%</b>
Esteri	4.579.379	6.163	+11,8%	4.531.694	6.099	+18,3%	258.543	348	-32,0%
<b>Sistema Italia</b>	<b>38.921.372</b>	<b>52.384</b>	<b>-1,8%</b>	<b>23.710.226</b>	<b>31.911</b>	<b>-4,4%</b>	<b>23.710.226</b>	<b>31.911</b>	<b>-4,4%</b>

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

## LE FONTI

La riduzione mensile delle vendite nazionali interessa gli impianti a fonte tradizionale, in diffusa flessione a livello zonale. Tra questi più intenso risulta il calo delle vendite a ciclo combinato, sebbene si attestino in diminuzione anche quelle del carbone, tranne che al Sud, e di altri impianti termici in particolare in Sicilia per indisponibilità di capacità ad olio.

Tornano in aumento, invece, le vendite rinnovabili, soprattutto di impianti eolici e solari, saliti ai massimi per il mese. In virtù delle suddette variazioni crescono le quote di mercato dell'eolico (12,1%), del solare (10,6%) e dell'idrico (12,2%) e si riducono quelle del gas (42,9%), del carbone (10,6%) e degli altri impianti termici (9,0%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.447</b>	<b>-21,3%</b>	<b>770</b>	<b>-3,9%</b>	<b>1.309</b>	<b>-36,5%</b>	<b>2.371</b>	<b>+2,9%</b>	<b>834</b>	<b>-40,9%</b>	<b>1.336</b>	<b>+30,2%</b>	<b>1.036</b>	<b>+10,2%</b>	<b>16.103</b>	<b>-16,5%</b>
Gas	6.753	-29,1%	686	-8,8%	391	-60,7%	1.013	-25,3%	763	-40,1%	924	+3,6%	532	+32,7%	11.062	-27,2%
Carbone	658	+120,0%	-	-	597	-24,9%	1.029	+26,6%	0	-	-	-	445	-7,9%	2.729	+14,2%
Altre	1.036	+14,3%	84	+73,2%	321	+18,5%	329	+142,4%	72	-48,7%	412	+206,7%	59	+5,3%	2.313	+36,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>2.981</b>	<b>-1,5%</b>	<b>1.107</b>	<b>+3,5%</b>	<b>1.699</b>	<b>+23,8%</b>	<b>2.127</b>	<b>+24,6%</b>	<b>480</b>	<b>+16,4%</b>	<b>790</b>	<b>-1,6%</b>	<b>438</b>	<b>-6,7%</b>	<b>9.622</b>	<b>+8,6%</b>
Idraulica	1.408	-4,3%	245	+32,3%	714	+28,4%	470	+8,8%	95	-	154	-2,0%	74	+9,5%	3.160	+6,7%
Geotermica	-	-	596	-7,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	596	-7,0%
Eolica	32	+63,4%	36	+37,6%	622	+36,9%	1.357	+36,0%	314	+23,6%	503	-7,2%	260	-14,6%	3.126	+20,2%
Solare e altre	1.540	+0,3%	231	+5,6%	363	+0,2%	300	+8,4%	70	+7,9%	133	+28,3%	104	+6,6%	2.740	+3,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>38</b>	<b>-36,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>38</b>	<b>+665,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7,88</b>	<b>+150,4%</b>	<b>4</b>	<b>+14,0%</b>	<b>87</b>	<b>+22,4%</b>
<b>Totale</b>	<b>11.466</b>	<b>-17,0%</b>	<b>1.877</b>	<b>+0,3%</b>	<b>3.046</b>	<b>-11,4%</b>	<b>4.498</b>	<b>+12,1%</b>	<b>1.314</b>	<b>-28,0%</b>	<b>2.134</b>	<b>+16,5%</b>	<b>1.478</b>	<b>+4,6%</b>	<b>25.812</b>	<b>-8,5%</b>

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

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

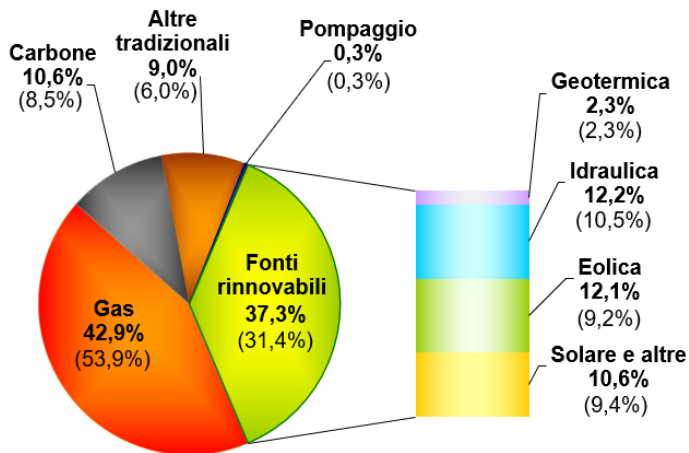
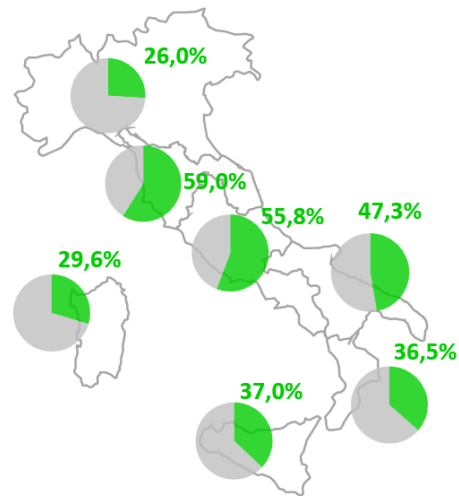


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

## LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,3 TWh, in flessione del 18,1% dal livello molto elevato di febbraio. Il calo si concentra sulla frontiera settentrionale, in particolare

svizzera e francese connotate da una decisa riduzione della NTC. Modesta la variazione dei flussi sulle altre zone estere limitrofe (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.758.327 (1.137.129)	95,6% (89,0%)	4,3% (10,4%)	0,1% (0,6%)	67,6% (51,3%)	0,9% (2,8%)	2.827 (2.134)	1.780.768 (1.184.420)	1.780.768 (1.150.985)	1.069 (1.109)	22.441 (47.291)	22.441 (47.291)
Italia - Svizzera	1.537.197 (1.482.482)	99,9% (100,0%)	0,1% (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.604 (3.754)	1.565.275 (1.579.548)	n/a (n/a)	2.643 (2.455)	28.078 (97.066)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	184.992 (181.494)	95,2% (85,6%)	3,5% (7,3%)	1,3% (7,1%)	92,7% (81,0%)	3,0% (6,5%)	269 (304)	187.924 (187.043)	187.924 (187.043)	110 (118)	2.932 (5.548)	2.932 (5.548)
Italia - Slovenia*	438.043 (316.879)	96,4% (86,1%)	2,4% (7,4%)	1,2% (6,5%)	89,5% (49,0%)	0,8% (2,8%)	640 (681)	444.803 (340.766)	444.803 (340.766)	668 (668)	6.760 (23.888)	6.760 (23.888)
Italia - Montenegro	354.618 (275.520)	96,4% (89,8%)	3,5% (9,8%)	0,1% (0,4%)	38,4% (20,4%)	- (-)	558 (606)	379.822 (312.147)	n/a (n/a)	564 (644)	25.204 (36.627)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	80.279 (175.472)	60,4% (73,9%)	38,0% (21,8%)	1,6% (4,3%)	- (-)	- (-)	525 (503)	172.496 (226.391)	172.496 (226.391)	514 (503)	92.217 (50.920)	92.217 (50.920)
Italia - Malta	-22.347 (-46.304)	2,2% (-)	68,9% (96,6%)	28,9% (3,4%)	- (-)	- (-)	225 (225)	607 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	22.954 (46.304)	n/a (n/a)
<b>TOTALE**</b>	<b>4.331.109</b> (3.522.672)							<b>4.531.695</b> (3.830.314)	<b>2.585.991</b> (1.905.185)		<b>200.586</b> (307.643)	<b>124.350</b> (127.646)

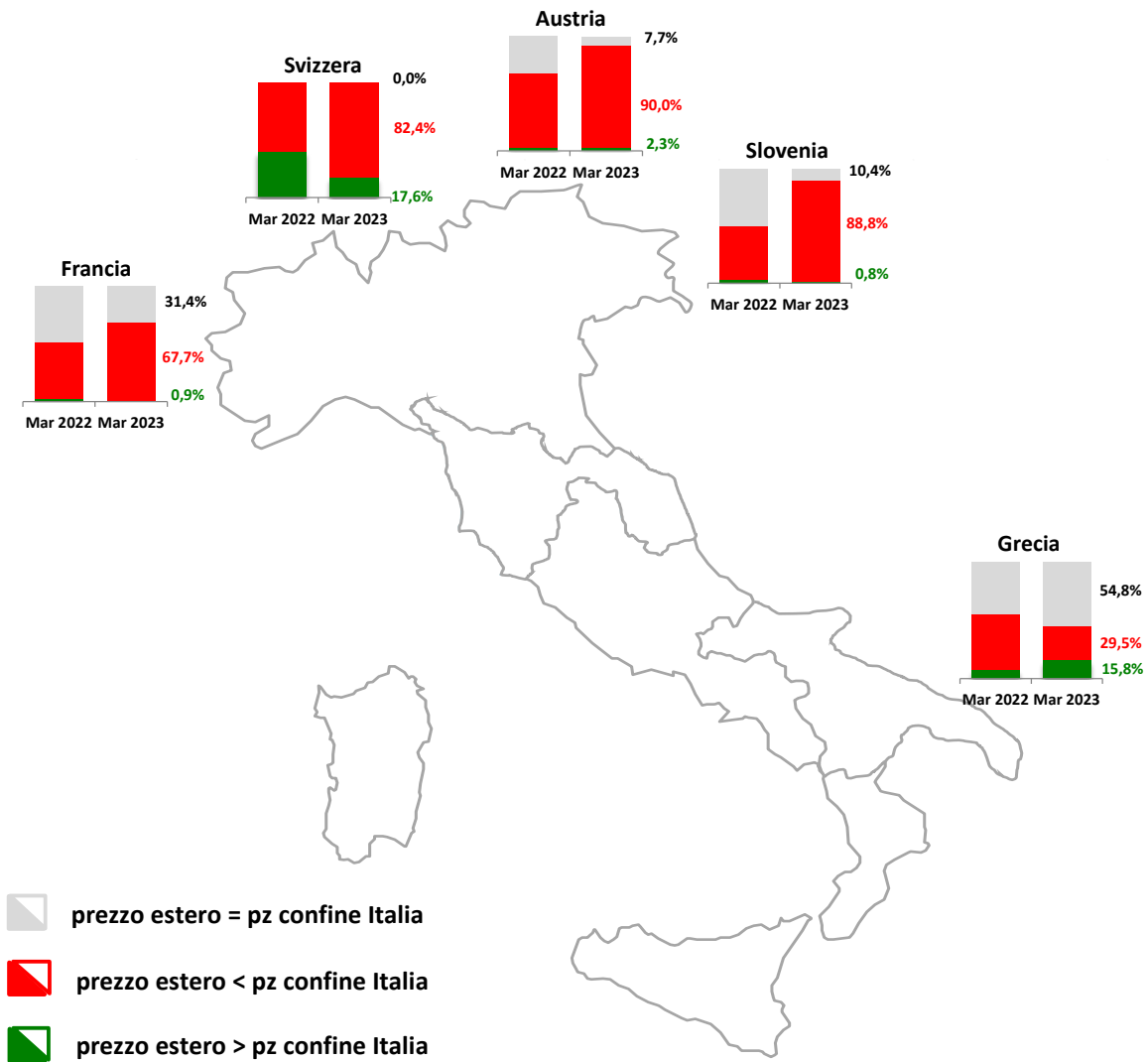
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* 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.

\*\* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, Refinitiv



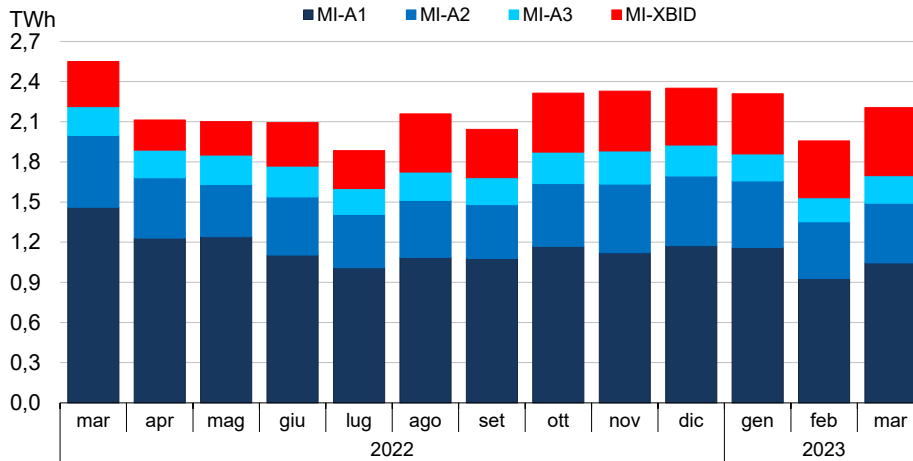
## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A marzo i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,2 TWh (+2,1% su febbraio). La riduzione interessa sia mercati in asta, su cui rimane concentrata la gran parte degli scambi (1,7 TWh, di cui 1,0 TWh sul MI-A1), ma soprattutto XBID, dove si osservano sia volumi che abbinamenti ai massimi, pari rispettivamente a 508,4 GWh e quasi 294 mila. Circa il 90% degli scambi XBID risulta ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e circa due terzi ha avuto una controparte estera, con finalità prevalente in export; si attesta invece al 27% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 9% quella relativa

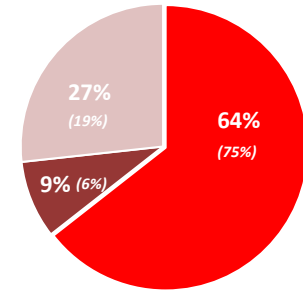
agli scambi all'interno della medesima zona nazionale. Ancora in flessione anche i prezzi su MI, attestatisi tra 132 €/MWh di MI-A2 e 137 €/MWh di XBID, e inferiori ai corrispondenti valori del MGP nei mercati in asta (-1/-4%) e leggermente superiori su XBID (+0,4%). Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni più elevate nelle zone centro-settentrionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9). Registrati su XBID, soprattutto nella seconda parte del mese al centro-meridione e sulle isole, numerosi abbinamenti a prezzi negativi, con minimi in Sicilia e in Sardegna fino a -100/-105 €/MWh.

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 i valori dello stesso mese dell'anno precedente*

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	477.254	-37,7%	138.949	-34,2%	56.785	-13,8%	672.988	-35,5%	83.724	3,1%	756.712	-32,7%
Centro Nord	82.701	5,6%	40.907	38,4%	20.906	52,2%	144.514	18,8%	35.787	19,3%	180.301	18,9%
Centro Sud	160.932	-17,6%	69.309	13,7%	36.852	31,7%	267.092	-6,0%	53.750	44,4%	320.842	-0,2%
Sud	137.668	-15,5%	81.628	-2,8%	39.462	4,4%	258.758	-9,1%	65.265	75,7%	324.022	0,7%
Calabria	23.495	-29,2%	14.953	22,5%	7.828	4,3%	46.276	-12,5%	12.462	191,5%	58.738	2,7%
Sicilia	79.952	-22,4%	34.047	-7,5%	21.302	-14,1%	135.301	-17,8%	22.730	99,8%	158.031	-10,2%
Sardegna	27.760	-32,5%	26.971	18,2%	9.760	6,4%	64.491	-11,8%	11.180	-17,9%	75.671	-12,8%
Estero	55.230	-31,4%	39.834	-49,6%	12.652	-56,0%	107.716	-42,8%	223.474	82,3%	331.191	6,5%
<b>Totale</b>	<b>1.044.992</b>	<b>-28,4%</b>	<b>446.598</b>	<b>-16,8%</b>	<b>205.546</b>	<b>-4,7%</b>	<b>1.697.136</b>	<b>-23,3%</b>	<b>508.373</b>	<b>50,6%</b>	<b>2.205.509</b>	<b>-13,5%</b>

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	462.509	-33,0%	142.793	-27,4%	71.274	16,3%	676.577	-28,6%	128.599	55,7%	805.176	-21,9%
Centro Nord	93.546	9,0%	19.728	20,2%	12.576	42,5%	125.851	13,4%	37.738	118,7%	163.589	27,5%
Centro Sud	162.111	-27,0%	63.247	-25,3%	29.994	19,7%	255.353	-23,0%	51.557	117,9%	306.910	-13,6%
Sud	113.471	-33,1%	77.601	2,7%	34.918	-4,4%	225.990	-19,8%	66.094	141,8%	292.084	-5,5%
Calabria	32.122	-53,8%	21.748	-25,7%	8.331	-20,2%	62.201	-43,1%	17.687	280,9%	79.888	-29,9%
Sicilia	127.373	42,0%	28.054	-37,1%	15.907	-28,9%	171.335	9,4%	24.009	128,3%	195.344	16,8%
Sardegna	17.937	-76,7%	20.490	26,4%	7.603	-15,2%	46.030	-55,0%	15.884	80,5%	61.914	-44,3%
Estero	35.922	-36,4%	72.937	-0,4%	24.943	-40,7%	133.801	-22,1%	166.805	2,5%	300.606	-10,1%
<b>Totale</b>	<b>1.044.992</b>	<b>-28,4%</b>	<b>446.598</b>	<b>-16,8%</b>	<b>205.546</b>	<b>-4,7%</b>	<b>1.697.136</b>	<b>-23,3%</b>	<b>508.373</b>	<b>50,6%</b>	<b>2.205.509</b>	<b>-13,5%</b>



Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

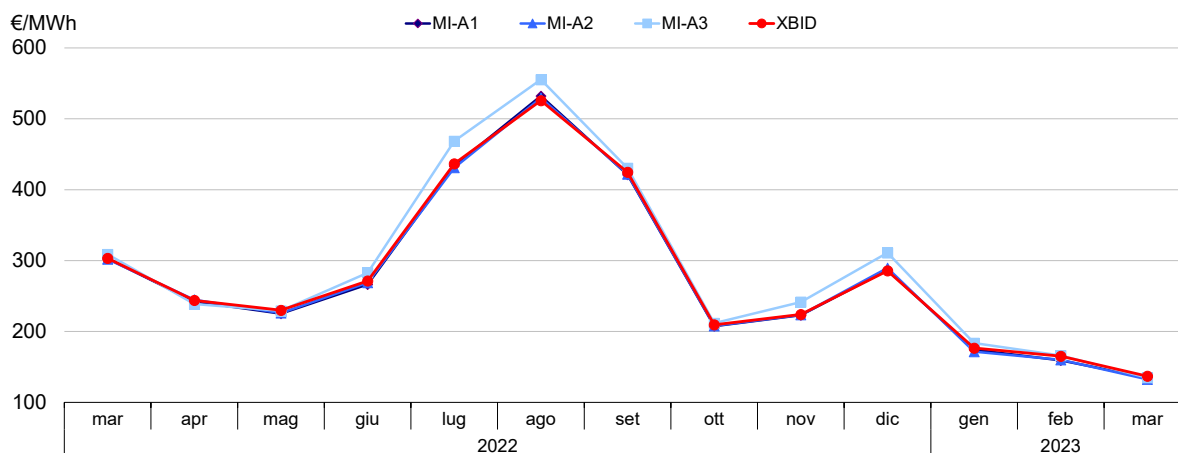


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
<b>Nord</b>	<b>141,01</b>	<b>145,32</b>	<b>140,49</b> (-0,4%)	-54,4%	<b>139,14</b> (-1,3%)	-54,9%	<b>142,82</b> (-1,7%)	-54,6%	<b>144,51</b> (+2,5%)	-52,9%
<b>Centro Nord</b>	<b>140,80</b>	<b>145,04</b>	<b>140,18</b> (-0,4%)	-54,5%	<b>138,44</b> (-1,7%)	-55,1%	<b>142,30</b> (-1,9%)	-54,9%	<b>145,13</b> (+3,1%)	-53,4%
<b>Centro Sud</b>	<b>128,94</b>	<b>133,55</b>	<b>128,82</b> (-0,1%)	-57,2%	<b>129,31</b> (+0,3%)	-56,9%	<b>131,64</b> (-1,4%)	-57,3%	<b>132,93</b> (+3,1%)	-55,5%
<b>Sud</b>	<b>126,16</b>	<b>130,66</b>	<b>125,69</b> (-0,4%)	-57,2%	<b>125,69</b> (-0,4%)	-57,0%	<b>127,79</b> (-2,2%)	-57,9%	<b>130,73</b> (+3,6%)	-55,6%
<b>Calabria</b>	<b>126,12</b>	<b>130,66</b>	<b>125,66</b> (-0,4%)	-57,0%	<b>125,60</b> (-0,4%)	-56,8%	<b>126,75</b> (-3,0%)	-57,9%	<b>128,01</b> (+1,5%)	-56,2%
<b>Sicilia</b>	<b>126,06</b>	<b>130,66</b>	<b>125,54</b> (-0,4%)	-57,1%	<b>125,39</b> (-0,5%)	-56,9%	<b>126,19</b> (-3,4%)	-58,3%	<b>128,12</b> (+1,6%)	-56,2%
<b>Sardegna</b>	<b>118,98</b>	<b>123,22</b>	<b>119,96</b> (+0,8%)	-60,2%	<b>120,28</b> (+1,1%)	-59,9%	<b>122,77</b> (-0,4%)	-61,9%	<b>125,72</b> (+5,7%)	-58,2%

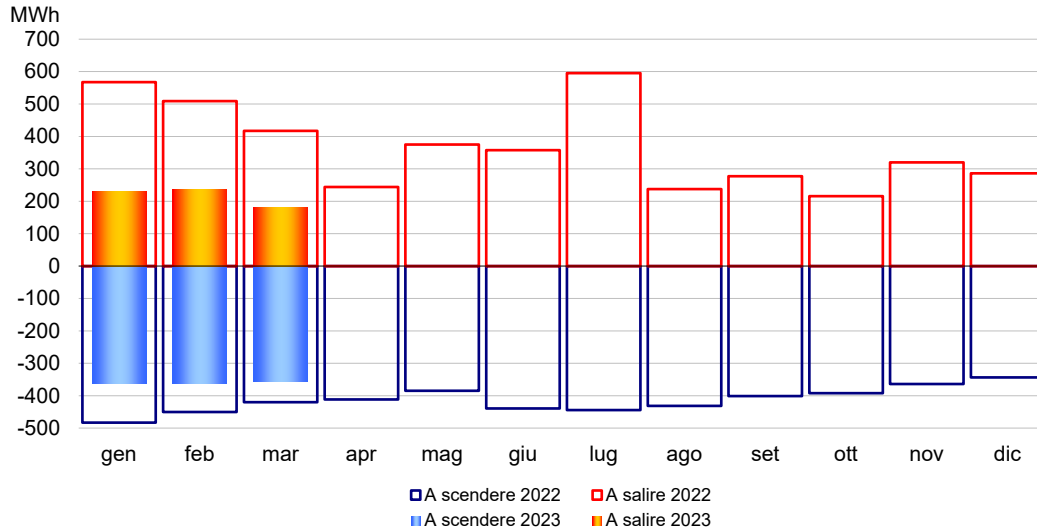
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Ancora molto esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire al minimo storico di 0,1 TWh e le sue vendite a 0,3 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

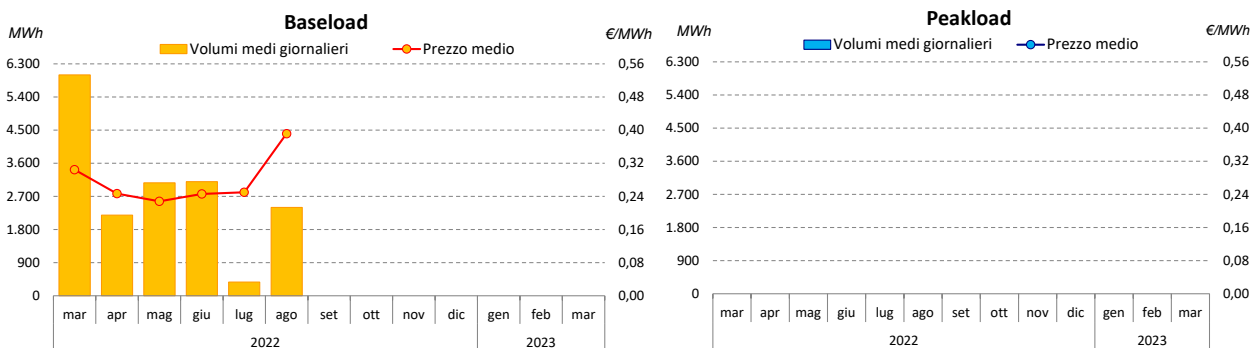
A marzo non si sono registrati scambi sul MPEG.

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	-	0/31	-	-	-	-	-
	(12)	3/31	(0,30)	(0,25)	(0,35)	(18.000)	(6.000)
Peakload	-	0/23	-	-	-	-	-
	(-)	0/23	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	-	-	-	-	-	-	-
	(12)	-	-	-	-	(18.000)	-

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE si rilevano 6 registrazioni di contrattazioni bilaterali a fini di clearing, per 20 MW, pari a 41,2 GWh relativi a prodotti baseload mensili e trimestrali. Il prodotto Aprile 2023 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 131,37

€/MWh sul baseload e di 140,69 €/MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 5,0 TWh. La posizione aperta complessiva a fine mese sale a 51,5 TWh (era 15,3 TWh a fine febbraio) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Aprile 2023	131,37	-14,5%	-	-	-	-	-	7	5.040
Maggio 2023	142,62	-5,9%	-	-	1	1	-	8	5.952
Giugno 2023	158,44	+4,5%	-	-	1	1	-	8	5.760
Luglio 2023	146,67	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	134,96	-11,4%	-	-	-	-	-	7	15.288
III Trimestre 2023	154,00	-10,2%	-	-	9	9	-	9	19.872
IV Trimestre 2023	163,99	-9,8%	-	-	9	9	-	9	19.881
I Trimestre 2024	167,46	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	125,48	-21,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	<b>20</b>	<b>20</b>			<b>51.465</b>

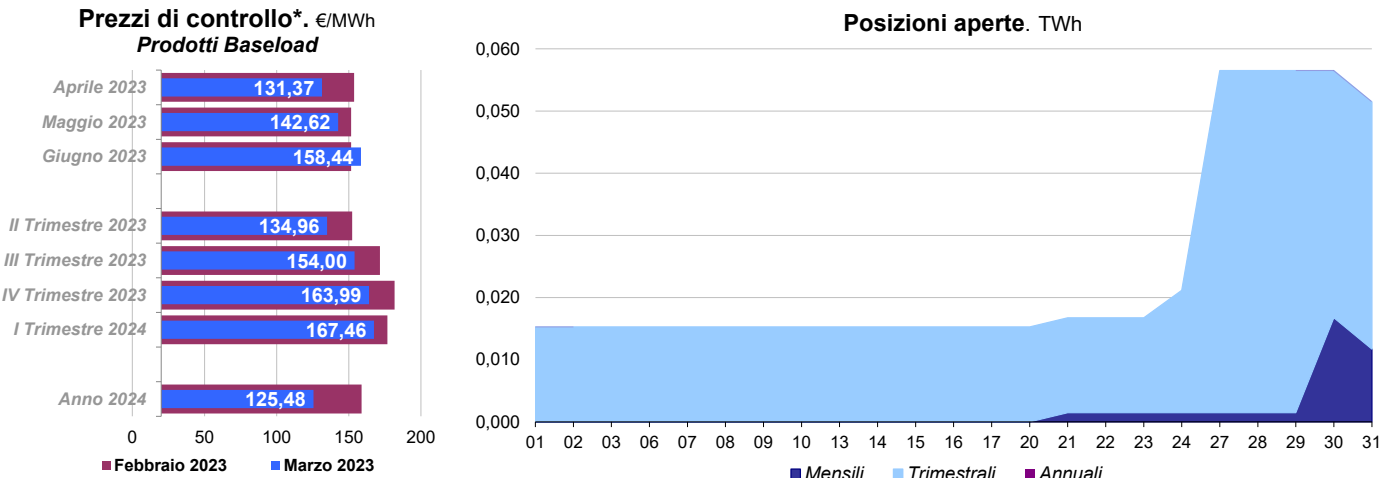
  

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Aprile 2023	140,69	-12,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2023	156,43	-3,8%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2023	180,79	+6,2%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2023	173,48	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	149,22	-9,4%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	173,97	-8,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	203,66	-7,7%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	191,58	-2,2%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	138,35	-20,9%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-			-
<b>TOTALE</b>			-	-	<b>20</b>	<b>20</b>			<b>51.465</b>

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

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a marzo si attestano a 20,4 TWh, con una posizione netta in esito alle stesse pari a 11,2 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si porta

ai massimi da ottobre 2020, a 1,81 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 5,8 TWh nei conti in immissione e a 8,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,5 TWh e 2,7 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi\*

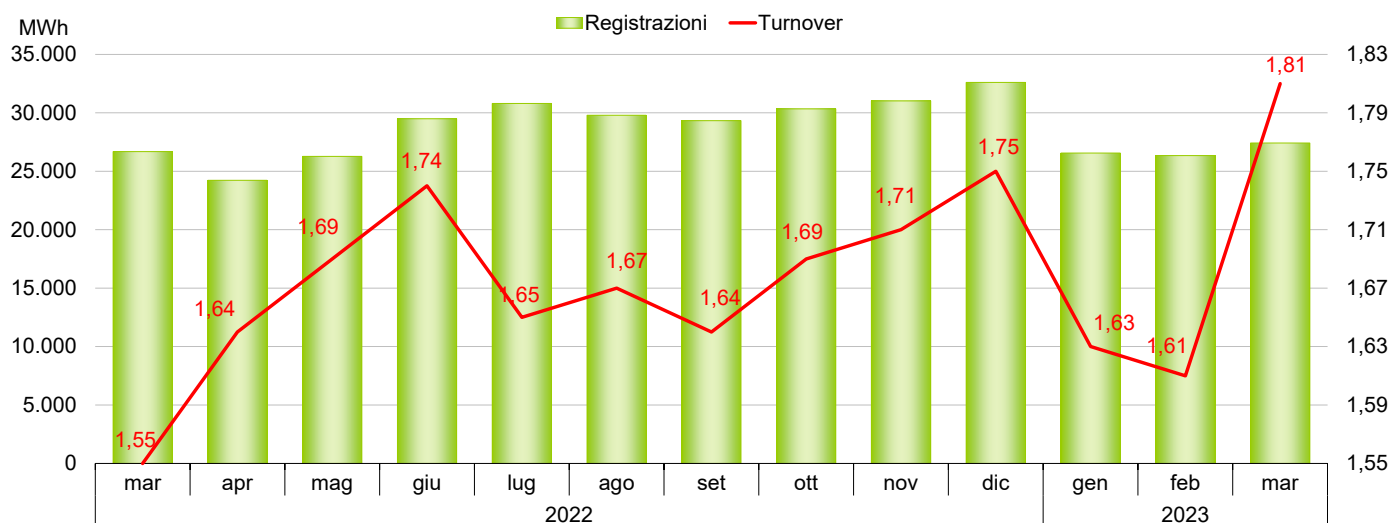
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.931.357	- 38,9%	14,4%	Richiesti	6.368.429	-35,5%	8.505.621	-0,9%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	618.270	-66,0%	279	-98,4%
Peak	792	- 98,8%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>5.750.159</b>	<b>-28,6%</b>	<b>8.505.342</b>	<b>-0,7%</b>
Week-end	-	-100%	-					
Totale Standard	2.932.149	- 40,5%	14,4%	Sbilanciamenti a programma	5.494.524	+16,4%	2.739.341	-34,9%
Totale Non standard	17.434.948	+17,0%	85,6%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.755.183</b>	<b>+213,4%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>20.367.096</b>	<b>+2,7%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>MTE</b>	<b>6.687</b>	<b>+200,0%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>20.373.783</b>	<b>+2,7%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>11.244.682</b>	<b>- 11,9%</b>						

\* 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 marzo i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 6.041 milioni di mc (63,9 TWh), in corrispondenza di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 5.461 milioni di mc (57,7 TWh), di cui il 68,5% registrato ai punti di Mazara, Melendugno e Cavarzere (39,5 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, si rilevano erogazioni pari al 10% del totale immesso in rete (7,0 TWh) e iniezioni per 3,4 TWh. La produzione nazionale si porta a 244 milioni di mc (2,6 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti

dal GME i volumi negoziati si portano a 15,8 TWh, valore rappresentativo di una quota pari al 24,7% del totale dei consumi. Gli scambi si confermano concentrati nel mercato day-ahead a negoziazione continua (7,8 TWh), la cui quota sfiora il 50% del totale contrattato a pronti. Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni su tutti i mercati, al terzo ribasso consecutivo, si riportano sotto i 50 €/MWh, allineate ai riferimenti osservati sui principali hub europei (PSV: 47 €/MWh; TTF: 44 €/MWh).

## IL CONTESTO

A marzo i consumi di gas naturale in Italia si portano a 6.041 milioni di mc (63,9 TWh), di cui 2.959 milioni di mc (31,3 TWh) relativi al settore civile che registra una flessione rispetto al mese precedente del 35%. Meno intenso il calo riportato dai consumi nel settore industriale, pari a 1.047 milioni di mc (11,1 TWh) e in quello termoelettrico, pari a 1.699 milioni di mc (18,0 TWh), questi ultimi compressi da una ridotta domanda di energia elettrica e una significativa ripresa di offerta rinnovabile. In aumento su base mensile, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 336 milioni di mc (3,6 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.461 milioni di mc, 57,7 TWh), i volumi di gas in entrata tramite gasdotto salgono a 3.938 milioni di mc (41,6 TWh), di questi circa il 38% proveniente dall'Algeria,

mentre quelli tramite GNL salgono a 1.523 milioni di mc (16,1 TWh). Sempre rispetto a febbraio la modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra una crescita consistente delle importazioni dal Nord Africa, sia a Mazara (21,7 TWh) che a Gela (2,9 TWh), dall'Azerbaijan a Melendugno (9,1 TWh) e ai due terminali di rigassificazione, Cavarzere (8,8 TWh, il più attivo) e Panigaglia (3,5 TWh). In calo i flussi nei restanti punti in entrata, con Tarvisio a 2,5 TWh (4% dell'import).

A marzo continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (7,0 TWh), ma a partire dal giorno gas 18 marzo sono avviate le iniezioni (3,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 6.011 milioni di mc (63,5 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.461</b>	<b>57,7</b>	<b>-13,2%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.048	21,7	+5,9%
Tarvisio	239	2,5	-88,2%
Passo Gries	520	5,5	+117,4%
Gela	271	2,9	+67,4%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	860	9,1	-0,2%
Panigaglia (GNL)	331	3,5	+1369,7%
Cavarzere (GNL)	833	8,8	+20,3%
Livorno (GNL)	359	3,8	-0,2%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>244</b>	<b>2,6</b>	<b>-6,8%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>659</b>	<b>7,0</b>	<b>-56,4%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.363</b>	<b>67,3</b>	<b>-21,1%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.047	11,1	-10,9%
Termoelettrico	1.699	18,0	-30,0%
Reti di distribuzione	2.959	31,3	-26,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	336	3,6	-23,3%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>6.041</b>	<b>63,9</b>	<b>-25,1%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	322	3,4	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.363</b>	<b>67,3</b>	<b>-21,1%</b>

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

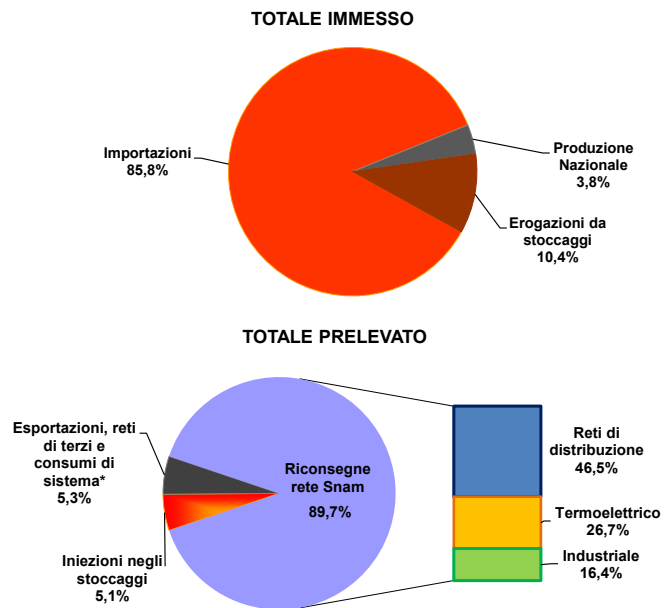
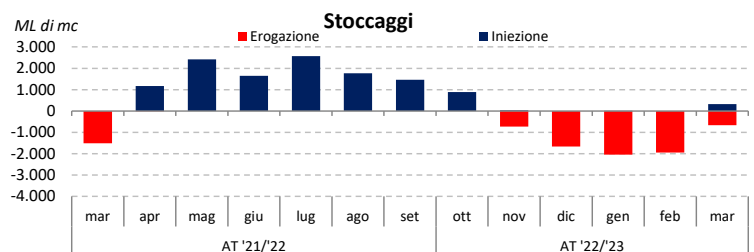
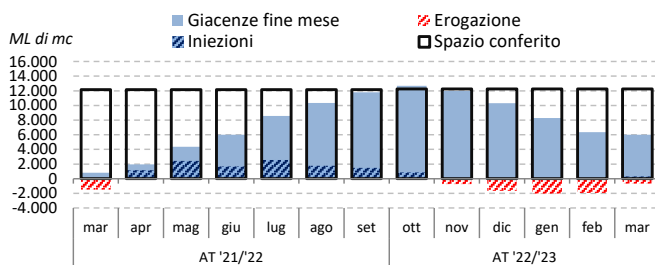


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/03/2023)</b>	<b>6.011</b>	<b>63,5</b>	<b>+631,3%</b>
Erogazione (flusso out)	659	7,0	-56,4%
Iniezione (flusso in)	322	3,4	-
<b>Flusso netto</b>	<b>337</b>	<b>3,6</b>	<b>-77,7%</b>
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	49,0%		+42,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni, al terzo calo consecutivo scendono sotto la soglia dei 50 €/MWh, confermandosi ai minimi da settembre 2021 sia al PSV che al TTF, rispettivamente pari a 46,7 €/MWh e a 44,2 €/MWh. Entrambi i riferimenti presentano un andamento infra-mensile altalenante, su livelli più alti ad inizio mese e più

bassi alla fine, oscillando tra i 54 €/MWh ed i 39-40 €/MWh raggiunti dal TTF tra il 21 e il 23 marzo, quando risulta più elevato anche il differenziale giornaliero tra le due quotazioni (4-5 €/MWh). Il differenziale mensile tra il prezzo italiano e quello olandese, invece, si porta a 2,5 €/MWh (era 3,3 €/MWh il mese precedente).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 15,8 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 24,7% (era 19% il mese precedente).

Si confermano in calo rispetto a febbraio gli scambi registrati sull'orizzonte day-ahead, sia a negoziazione continua (7,8 TWh), il cui peso nel mercato a pronti si porta a ridosso del 50%, che nel comparto AGS in asta (3,2 TWh), pari al 20% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, le movimentazioni di Snam registrano una sostanziale stabilità in vendita, su cui si è concentrata l'operatività del TSO (98% del totale scambiato), ed un modesto incremento in acquisto (0,06 TWh di marzo contro i 0,03 TWh di febbraio).

Segnali di ripresa, invece, sull'orizzonte intraday dove gli scambi salgono a 4,3 TWh (+8%), effettuati esclusivamente sul mercato a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti si porta al 27%. Su tale comparto risultano in crescita le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,9

TWh, +21%), su entrambi i lati del mercato, a fronte di un debole aumento delle contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,4 TWh, +2%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,51 TWh, in rialzo rispetto al mese precedente, in virtù di un incremento sia delle movimentazioni effettuate da Snam (0,23 TWh), su entrambi i lati del mercato e solo con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,28 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, allineate agli andamenti dei prezzi sui principali hub europei, risultano in flessione su livelli compresi tra i 45,12 €/MWh del comparto day-ahead AGS e 46,81 €/MWh del segmento intraday a negoziazione continua, tutte ai minimi da settembre 2021.

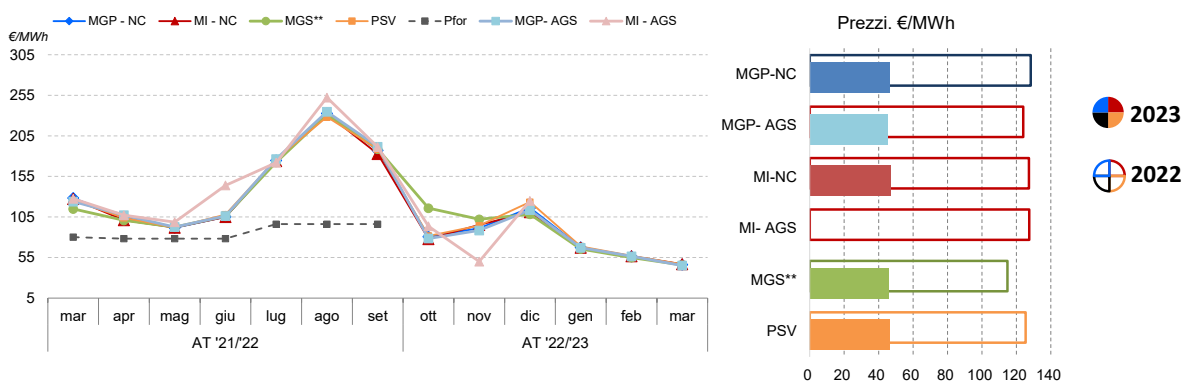
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a marzo non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

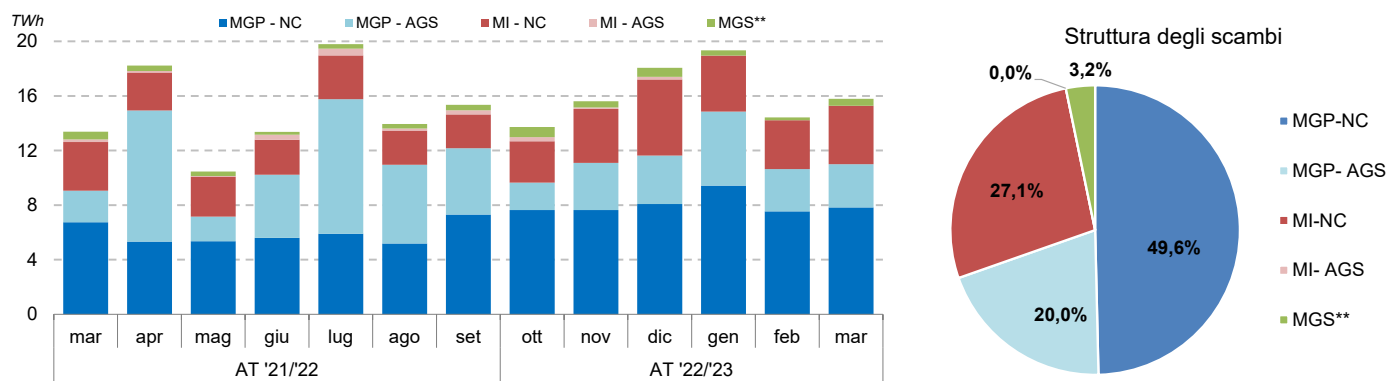
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
<b>MGP</b>						
Negoziazione continua	46,29	(128,32)	-63,9%	39,00	70,00	7.839.432 (6.749.136) +16,2%
Comparto AGS	45,12	(124,00)	-63,6%	39,00	52,00	3.159.072 (2.312.232) +36,6%
<b>MI</b>						
Negoziazione continua	46,81	(127,31)	-63,2%	38,25	61,00	4.283.568 (3.558.888) +20,4%
Comparto AGS	-	(127,47)	-100,0%	-	-	- (192.192) -100,0%
<b>MGS**</b>						
Stogit	45,81	(114,85)	-60,1%	41,50	52,31	512.891 (564.879) -9,2%
Edison	-	(-)	-	-	-	- (-)
MPL	-	(-)	-	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

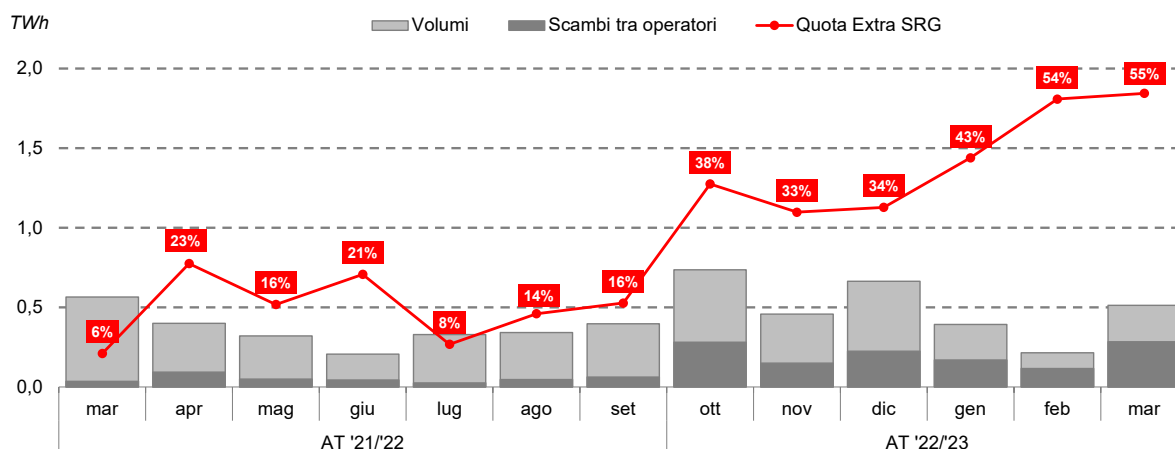
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>512.891</b>	(564.879)	<b>512.891</b>	(564.879)	-	(-)	-	(-)
SRG	124.652	(31.703)	104.532	(497.538)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	124.652	(31.703)	104.532	(497.538)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	388.239	(533.175)	408.359	(67.341)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





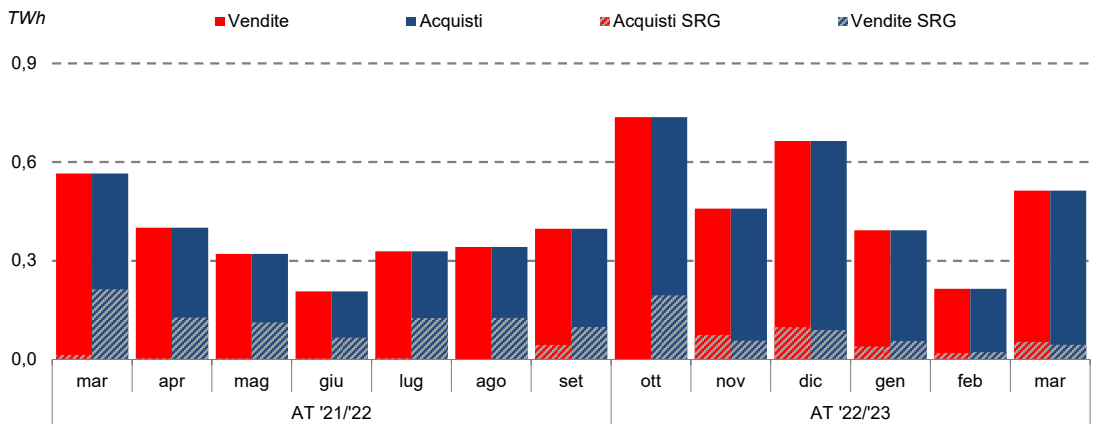


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2023-03	-	-	49,73	-11,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-04	-	-	43,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-04	-	-	43,53	-16,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-05	-	-	44,46	-14,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-06	-	-	44,64	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-07	-	-	45,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	44,00	-14,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	45,52	-12,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	50,89	-11,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	52,48	-11,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	50,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	51,72	-11,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	44,38	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	50,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	50,69	-11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese  
 \*\* In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Prosegue anche a marzo il trend ribassista osservato sulle quotazioni delle principali commodities energetiche europee, con greggio e combustibili sui livelli più bassi da

inizio 2022 e i prezzi del gas ai minimi da settembre 2021, dinamiche che si riflettono anche sull'andamento dei prezzi dell'elettricità.

A marzo scendono ai minimi da gennaio 2022 le quotazioni del Brent (78,85 \$/bbl, -5% su febbraio) e del gasolio (783,07 \$/MT, -3%) e restano su uno dei livelli più bassi dallo stesso periodo anche quelle dell'olio combustibile (523,92 \$/MT, -5%). Analoghe dinamiche anche per il prezzo del carbone (141,03 \$/MT, -3%). I futures esprimono ancora aspettative moderatamente ribassiste

per Brent e derivati, mentre tornano lievemente rialziste quelle per il carbone, con le quotazioni di tutte le commodities stimate comunque pressoché in linea o inferiori agli attuali spot.

Ancora invariato su base mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,07 €/€), stabilità che non modifica le variazioni mensili delle commodities nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

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	78,85	-5%	-36%				79,18	-5%	78,76	-5%		
Olio Combustibile	USD/MT	523,92	-5%	-36%	435,25	423,48	-2%	424,76	-2%	425,03	-2%	417,92	-1%
Gasolio	USD/MT	783,07	-3%	-28%	833,25	789,28	-3%	770,00	-4%	755,01	-4%		
Carbone	USD/MT	141,03	-3%	-59%	163,71	141,03	6%	136,41	3%	130,76	-26%	147,10	-9%

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	73,72	-5%	-34%				73,66	-	73,14	-		
Olio Combustibile	EUR/MT	489,80	-5%	-34%		394,70	-	395,19	-	394,76	-	383,79	-
Gasolio	EUR/MT	732,07	-3%	-26%		735,31	-	716,07	-	700,91	-		
Carbone	EUR/MT	131,92	-2%	-57%		131,44	-	126,90	-	121,43	-	135,08	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,07	0%	-3%	1,06	1,07	-	1,07	-	1,08	-	1,09	-

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

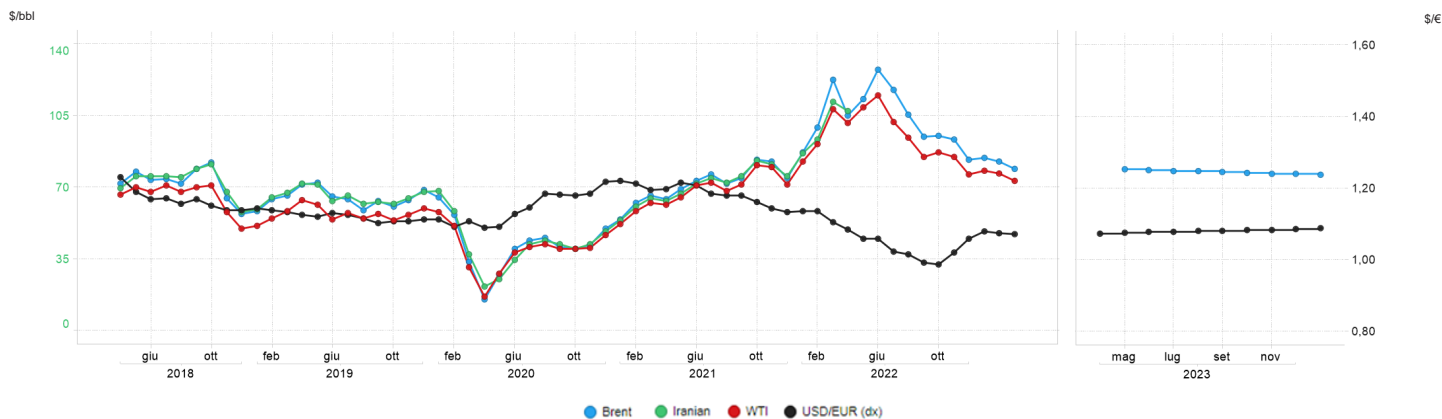


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

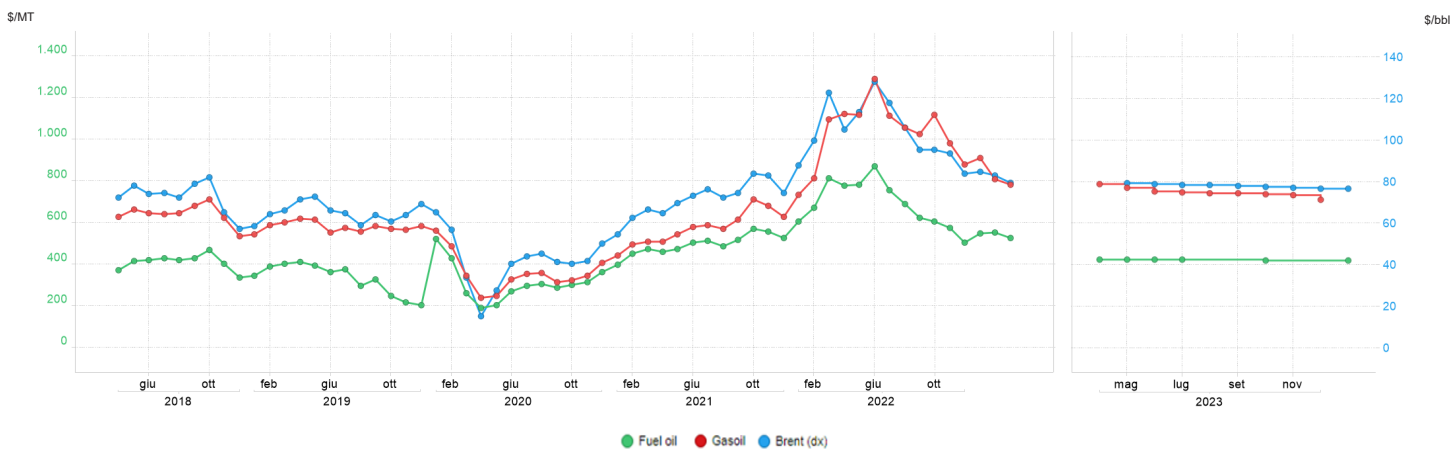
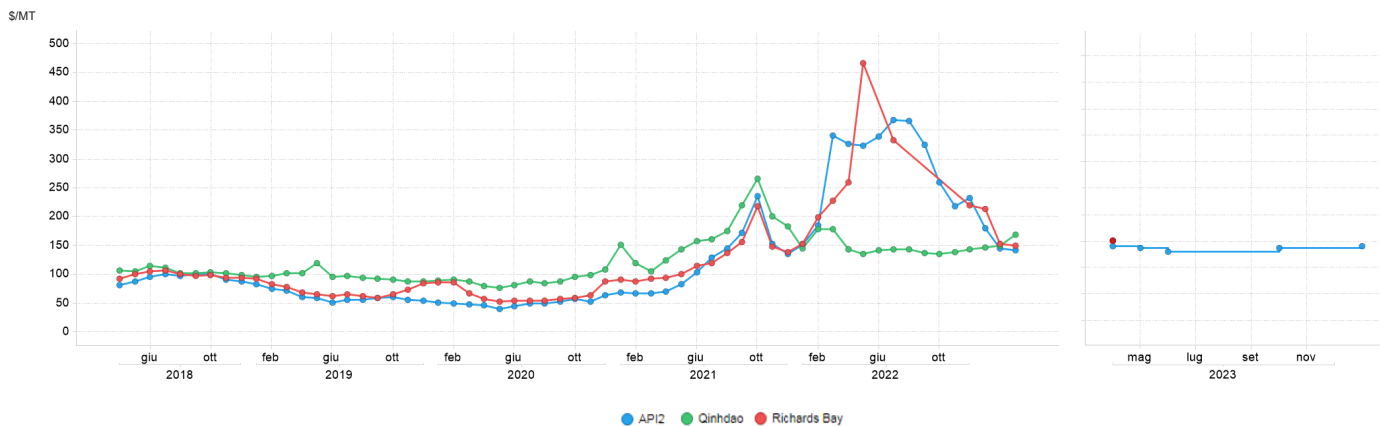


Grafico 3: Carbone\*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



<sup>1</sup>A partire dal 1 aprile 2022 la quotazione del carbone presente in tabella e rappresentata nel grafico si riferisce al prodotto M+1

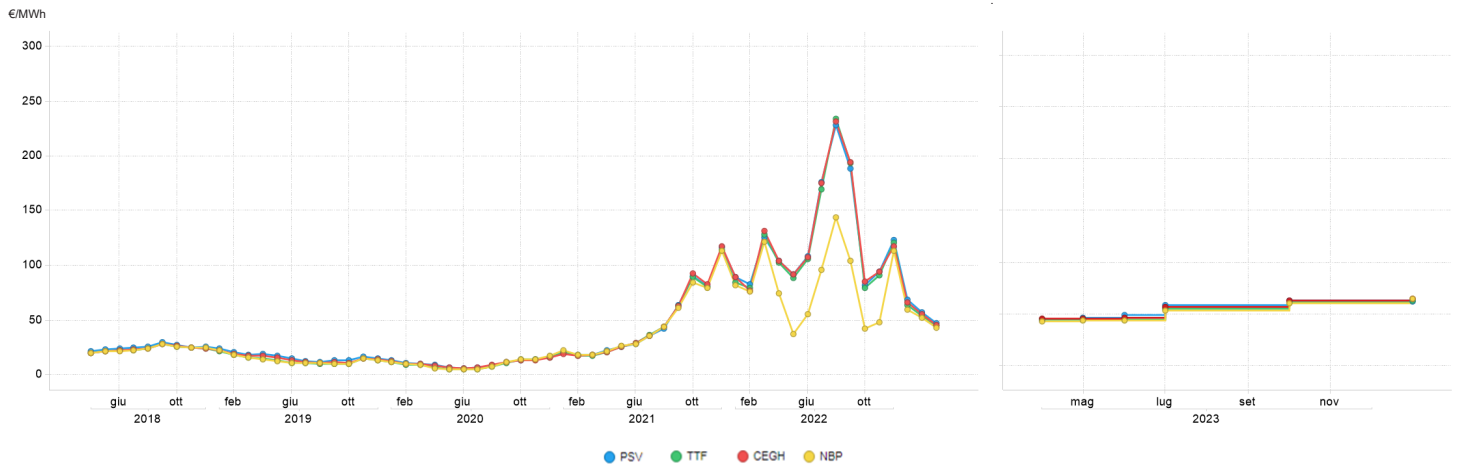
Al terzo ribasso consecutivo i prezzi sui principali hub europei del gas si confermano ai minimi da settembre 2021, a 46,7 €/MWh al PSV e a 44,2 €/MWh al TTF. La quotazione italiana mantiene ancora nel corso del mese uno spread quasi sempre positivo su quella olandese, che risulta complessivamente in

ulteriore riduzione mensile e ai minimi da novembre (2,46 €/MWh, -0,8 €/MWh su febbraio). I mercati a termine rivedono al ribasso i prezzi del gas, indicandoli ovunque attorno agli attuali livelli spot, con uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	46,71	-18%	-63%	47,88	44,77	-22%	45,99	-25%	49,05	-16%	51,28	-14%
TTF	NL	44,25	-18%	-66%	47,20	44,18	-17%	44,42	-17%	44,59	-14%	49,98	-16%
CEGH	AT	45,80	-18%	-65%	51,95	45,10	-18%	45,90	-18%	46,40	-17%	53,63	-13%
NBP	UK	42,65	-18%	-65%	45,55	42,65	-17%	43,99	-15%	43,59	-65%		



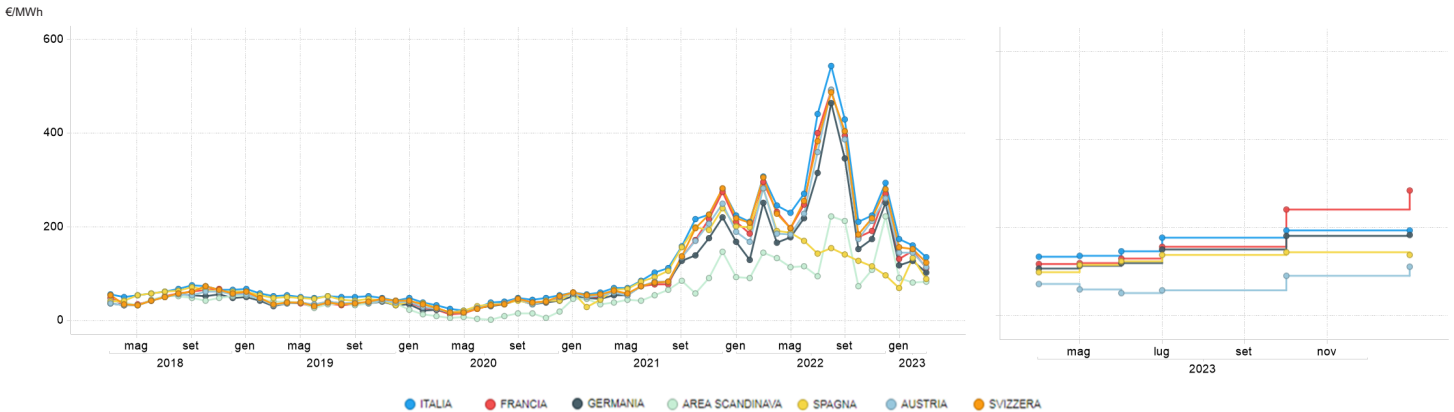
Ai minimi da settembre 2021 anche i prezzi sulle principali borse elettriche dell'Europa Centrale, con il Pun italiano a 136,38 €/MWh e livelli compresi tra 102,52 €/MWh della Germania e 124,52 €/MWh della Svizzera sulle altre. Dopo il rialzo di febbraio, torna in riduzione anche

la quotazione spagnola (90 €/MWh), mentre risulta pressoché invariata quella dell'Area Scandinava (82 €/MWh). Aspettative di breve periodo ribassiste anche sui mercati power futures, in linea con gli andamenti stagionali della domanda.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

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	136,38	-15%	-56%	164,16	134,97	-16%	135,09	-15%	146,97	-3%	130,60	-19%
FRANCIA	111,96	-25%	-62%	134,85	117,82	-18%	118,79	-14%	129,48	-3%	181,67	1%
GERMANIA	102,52	-20%	-59%	120,98	107,12	-16%	112,81	-15%	120,59	-4%	139,87	-14%
AREA SCANDINAVA	82,48	1%	-43%	86,80	72,00	-16%	59,51	-22%	51,39	-21%	69,32	-1%
SPAGNA	89,70	-33%	-68%	112,50	98,82	-7%	114,90	-6%	124,56	-8%	102,69	-8%
AUSTRIA	113,37	-22%	-60%									
SVIZZERA	124,52	-19%	-59%									



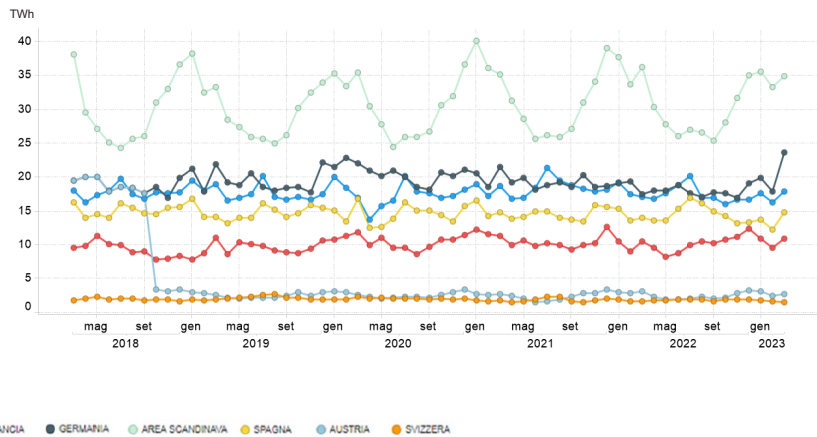
Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati elettrici a pronti, si rilevano volumi ai massimi degli ultimi anni in Germania (23,7 TWh, +20%); in aumento anche gli scambi in Spagna (14,8 TWh, +9%)

e in Francia (11,0 TWh, +4%). In lieve calo, invece, le contrattazioni in Italia (18,0 TWh, -1%), mentre risulta più intensa la riduzione media nell'Area Scandinava (34,9 TWh, -5%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,0	-1%	5%
FRANCIA	11,0	4%	4%
GERMANIA	23,7	20%	36%
AREA SCANDINAVA	34,9	-5%	-4%
SPAGNA	14,8	9%	5%
AUSTRIA	2,7	-3%	-14%
SVIZZERA	1,6	-13%	-3%



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

N.B.: A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

<sup>1</sup> 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 marzo, il prezzo medio si porta a 257,34 €/tep (-0,2%), a fronte di una crescita degli scambi del 26%. Una più netta dinamica ribassista, invece, porta il prezzo sulla piattaforma bilaterale a 187,95 €/tep (-19,5%), con volumi più che raddoppiati rispetto al mese precedente. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), nell'ultimo mese di contrattazione per le garanzie riferite alla

produzione 2022, il prezzo medio sale a 7,55 €/MWh (+21,9%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali, in calo a 1,92 €/MWh (-33,9%). In flessione gli scambi sul mercato (-23%), mentre risulta significativa la crescita registrata sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,3 TWh, ad un prezzo medio di 6,26 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a marzo non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a marzo si attesta a 257,34 €/tep, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente (-0,2%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media complessiva scende a 187,95 €/tep (-19,5%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 69 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a circa 3 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 74% (-19 p.p. su febbraio). In aumento al 41% (+39 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e

massimo di mercato (255,50-259,00 €/tep). I titoli negoziati sul MTEE salgono a 107 mila tep (+25,6% su febbraio), con la liquidità del mercato in calo al 54,6% (-11 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di un consistente aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 89,2 mila tep (+102% su febbraio). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 69.050.749 tep, in aumento di 177.173 tep rispetto a fine febbraio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.286.313 tep, in crescita di 177.173 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	257,34	-0,2%	255,50	259,00	107.258	+25,6%	27,60	+25,4%	194	-54,4%	0,2%	-0,3 p.p.	3	+1
Bilaterali	187,95	-19,5%	0,00	260,00	89.167	+102,1%	16,76	+62,7%						
con prezzo >1	254,35	+1,2%	100,00	260,00	65.887	+60,8%	16,76	+62,7%						
Totale	225,84	-9,5%	0,00	260,00	196.425	+51,7%	44,36	+37,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

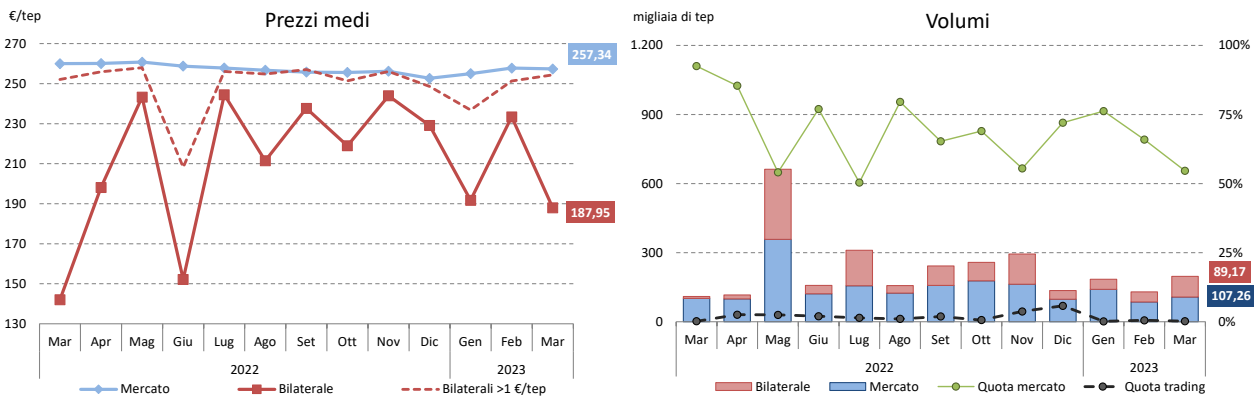


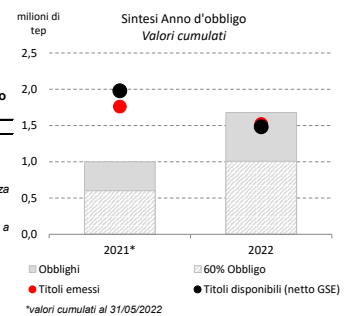
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2022

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						
38	256,33	1.330.431	731.194	255,09	632.709	250,00	3.286.313	69.050.749	1.803.278	

\*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.

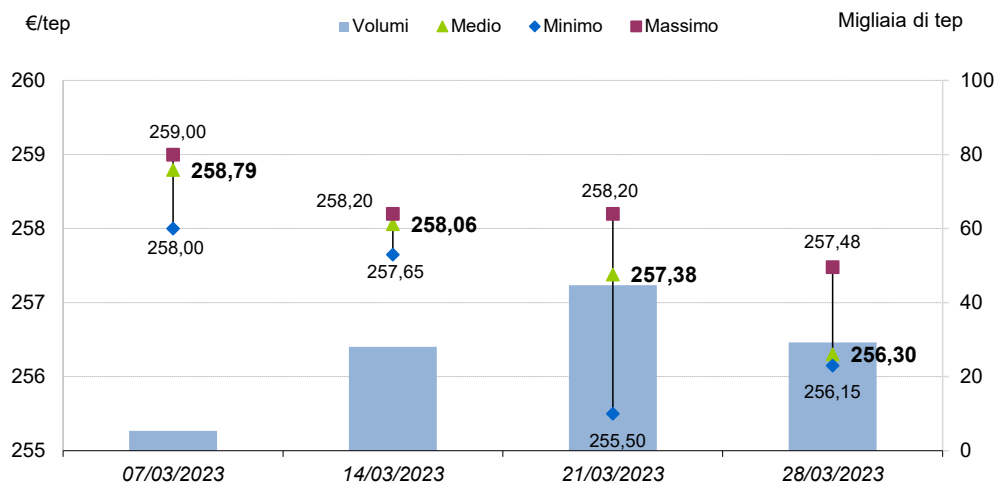


L'analisi delle singole sessioni mostra un lieve trend ribassista delle quotazioni medie che passano dai 258,79 €/tep della sessione del 7 marzo ai 256,30 €/tep di quella del 28 marzo. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta

mediamente pari a 1,40 €/tep, in crescita rispetto a quanto rilevato lo scorso febbraio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 26,8 mila tep, con un massimo di 44,7 mila tep raggiunto nella sessione del 21 marzo.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nell'ultimo mese di contrattazione delle garanzie riferite all'anno di produzione 2022, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 7,55 €/MWh (+21,9% su febbraio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 1,92 €/MWh (-33,9%), con il loro differenziale che cresce quindi a 5,62 €/MWh. Sul MGO l'apprezzamento delle quotazioni medie interessa tutte le tipologie, raggiungendo livelli compresi tra i 7,61 €/MWh della tipologia Eolico ed i 6,83 €/MWh della tipologia Altro. Variano, invece, tra 0,64 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico e 3,27 €/MWh della

tipologia Altro i prezzi sulla PBGO. I volumi negoziati sul mercato scendono a 137 mila MWh (-23% rispetto al mese precedente), mentre risultano quasi quintuplicati quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a circa 29,7 TWh (+376% su febbraio), a conferma della propensione degli operatori, mostrata anche gli anni precedenti, a concentrare gli scambi in prossimità della scadenza del periodo di contrattazione.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,3 TWh, ad un prezzo medio di 6,26 €/MWh, in lieve calo rispetto alla sessione di febbraio (-2%).

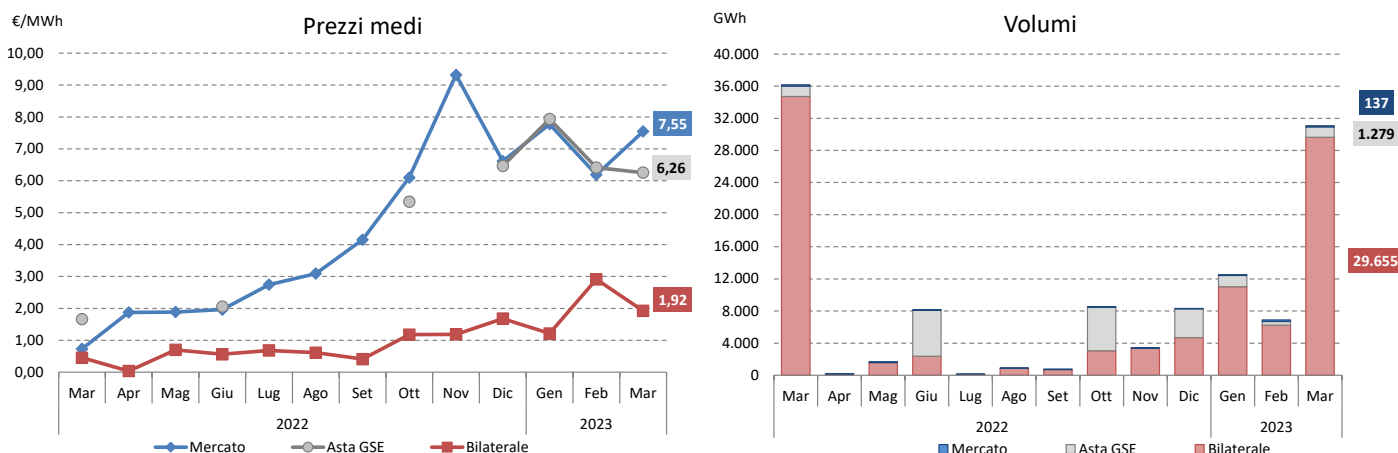
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	7,55	+21,9%	6,00	9,00	136.917	-23,2%	1.033.160	-6,4%
Bilaterali con prezzo >0	1,92	-33,9%	0,00	10,00	29.654.870	+375,8%	57.054.415	+214,3%
	2,08	-36,6%	0,01	10,00	27.465.893	+395,4%	57.054.415	+214,3%
Totale	1,95	-35,1%	0,00	10,00	29.791.787	+364,7%	58.087.575	+201,7%
Asta GSE	6,26	-2,5%	5,40	7,33	1.278.668	+173,1%	7.999.668	+166,4%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



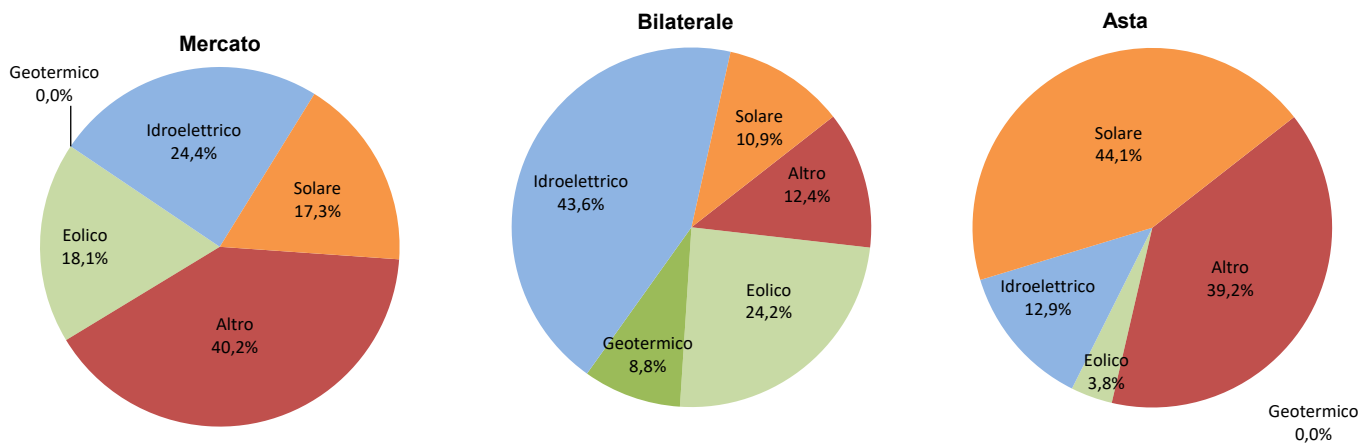
La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

sul mercato (40%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (44%) e di quelle Solare e Altro in asta (44% e 39%).



Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2022

Fonte: dati GME



# IL PIANO INDUSTRIALE DEL GREEN DEAL

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

(continua dalla prima)

Fig. 1: I 4 pilastri del Piano Industriale del Green Deal europeo



Fonte: elaborazioni RIE su dati Commissione Europea

Il primo pilastro del piano intende creare un contesto normativo prevedibile e semplificato per le industrie a zero emissioni nette. A metà marzo, la Commissione europea ha presentato una serie di proposte di regolamento che vanno in questa direzione:

- il Net-Zero Industry Act, di cui approfondiamo gli aspetti chiave più avanti, che stabilisce l'obiettivo (politico) di produrre internamente almeno il 40% delle tecnologie necessarie a raggiungere gli obiettivi climatici europei entro il 2030;
- il Critical Raw Materials Act, la normativa europea sulle materie prime critiche per rendere più sostenibile l'intera catena del valore della transizione energetica<sup>2</sup>;
- l'Electricity Market Reform for consumers and annex, una riforma dell'assetto del mercato elettrico per consentire ai consumatori di beneficiare dei bassi costi di produzione delle rinnovabili.

Il secondo pilastro punta a facilitare l'accesso ai finanziamenti. Per farlo, la Commissione esplora diverse opzioni, tra cui: agevolare l'utilizzo dei fondi UE esistenti, come le risorse del piano REPowerEU nell'ambito del Dispositivo di Ripresa e Resilienza (RRF), l'InvestEU e il Fondo per l'innovazione, che complessivamente garantiscono fino a quasi 700 miliardi di euro<sup>3</sup>. Risorse, però, che non sono dirette esclusivamente

alle tecnologie net-zero e la cui assegnazione non è facile da ridirezionare<sup>4</sup>.

Nel breve periodo, si punta anche ad una semplificazione delle norme e delle procedure in materia di aiuti di Stato; una scelta, però, che ha sollevato preoccupazioni da parte alcuni Stati membri (Italia inclusa) circa il rischio che vantaggi paesi con maggior capacità fiscale, frammentando il Mercato Interno e aumentando il divario socioeconomico nell'UE<sup>5</sup>.

Intanto la Commissione europea prosegue su questo fronte e a marzo ha adottato il nuovo "quadro temporaneo di crisi e di transizione" per gli aiuti di Stato che resterà in vigore fino al 31 dicembre 2025 e che permetterà agli Stati membri di concedere aiuti con massimali più elevati a tutte le fonti rinnovabili, alle tecnologie meno mature senza gare competitive e alla decarbonizzazione dei processi industriali<sup>6</sup>.

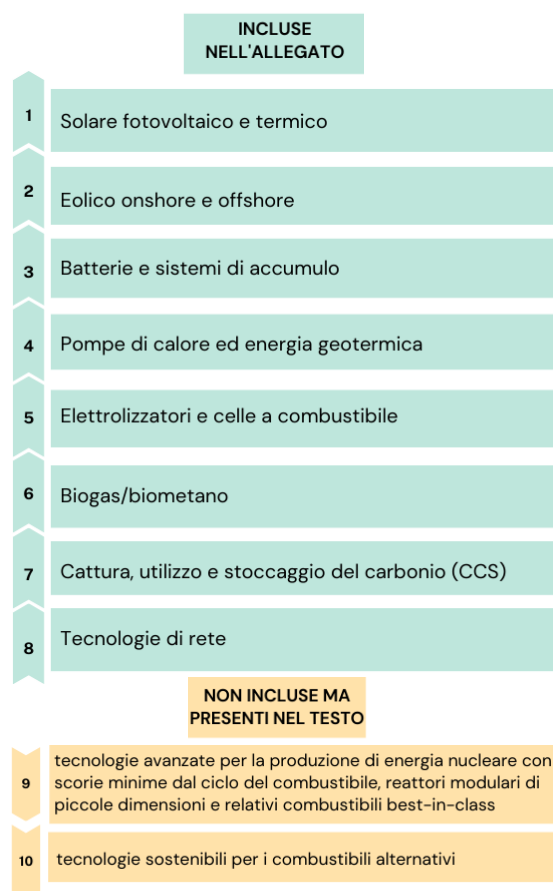
Nel medio termine, l'ambizione è istituire un Fondo di Sovranità Europeo come risposta strutturale al fabbisogno di investimenti nell'innovazione e al sostegno dei programmi industriali "Made in Europe". L'intenzione è quella di lanciarlo nell'ambito della revisione del quadro finanziario pluriennale prima dell'estate 2023, ma la proposta è tutt'altro che scontata da realizzare considerando anche le posizioni eterogenee in seno alle Istituzioni europee<sup>7</sup>.

Il terzo pilastro punta ad un notevole aumento delle competenze e dei lavoratori qualificati nel settore. Tra le proposte della Commissione, ci sono quella di istituire accademie dell'industria a zero emissioni nette; valutare come agevolare l'accesso dei cittadini di paesi terzi ai mercati del lavoro dell'UE in settori prioritari; vagliare misure volte a promuovere e allineare i finanziamenti pubblici e privati per lo sviluppo delle competenze. Il quarto pilastro pone l'attenzione al commercio internazionale, alla protezione del mercato unico dal commercio sleale e alla salvaguardia delle supply chain nelle tecnologie pulite. La Commissione ipotizza, in questo senso, anche la creazione di nuovi partenariati industriali e di un Critical Raw Materials Club che, riunendo i consumatori di materie prime e i paesi ricchi di risorse, possa garantire la sicurezza globale dell'approvvigionamento attraverso una base industriale competitiva e diversificata.

## Le tecnologie incluse

Il Net-Zero Industry Act (NZIA), oltre a definire il target minimo di produzione nazionale delle tecnologie verdi, a stabilire le misure per accelerare il processo di autorizzazione e a potenziare l'infrastruttura della rete elettrica, identifica i settori industriali oggetto del sostegno. L'attuale elenco delle tecnologie "strategiche" contenuto nell'allegato della proposta di regolamento della Commissione è composto da otto voci: solare, eolico, batterie e accumulo, pompe di calore ed energia geotermica, elettrolizzatori e celle a combustibile, biogas/biometano, cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio e tecnologie di rete. Ad esse, è riconosciuto un sostegno particolare in termini di agevolazioni ai procedimenti autorizzativi e accesso ai finanziamenti; sono, inoltre, soggette al parametro di riferimento della produzione nazionale del 40%.

Fig. 2: Le tecnologie strategiche Net-Zero secondo la Proposta della Commissione



Fonte: elaborazioni RIE su dati Commissione Europea

Sull'inclusione dell'energia nucleare, invece, si è acceso un forte dibattito che ha visto contrapporsi – come ha riferito il Financial Times – le posizioni di Presidente della Commissione europea e Commissario per il mercato interno, da una parte, e Commissario per il clima e Commissario per la concorrenza, dall'altra<sup>8</sup>. Quando il documento è trapelato per la prima volta alla stampa, il nucleare era nella lista delle tecnologie strategiche, mentre nella proposta finale scompare. Resta citato, però, all'articolo 3 del testo tra le tecnologie che danno un contributo significativo alla decarbonizzazione; nello specifico, si parla della generazione nucleare avanzata e dei piccoli reattori modulari, escludendo quindi i reattori di seconda e terza generazione. Stessa sorte è toccata ai combustibili alternativi sostenibili. Bisognerà attendere il pronunciamento di Parlamento e Consiglio per verificare se il testo finale del regolamento subirà o meno modifiche in questo senso; certamente, la Francia, che guida il fronte dei paesi favorevoli<sup>9</sup>, continuerà a richiedere l'inclusione del nucleare nella lista delle tecnologie strategiche. C'è da dire che le pressioni francesi hanno avuto successo su altri fronti; in particolare, il nucleare è stato incluso tra le tecnologie che potrebbero beneficiare della riforma del mercato elettrico annunciata il 14 marzo e compare tra le tecnologie ammesse alla produzione di idrogeno "low carbon" in vista del raggiungimento dei target rinnovabili del settore industriale recentemente rivisti<sup>10</sup>.

### Le reazioni

Secondo quanto rilasciato dal direttore generale di Business Europe, Markus Beyrer, il mondo industriale vede di buon grado un processo di espansione della capacità produttiva europea nelle tecnologie net-zero. Processi di rilascio delle autorizzazioni più semplici e rapidi sono centrali per attrarre maggiori investimenti in un'Europa vista spesso troppo lenta e burocratica nella realizzazione dei progetti industriali rispetto ai suoi concorrenti. Tuttavia, preoccupa "la portata limitata del

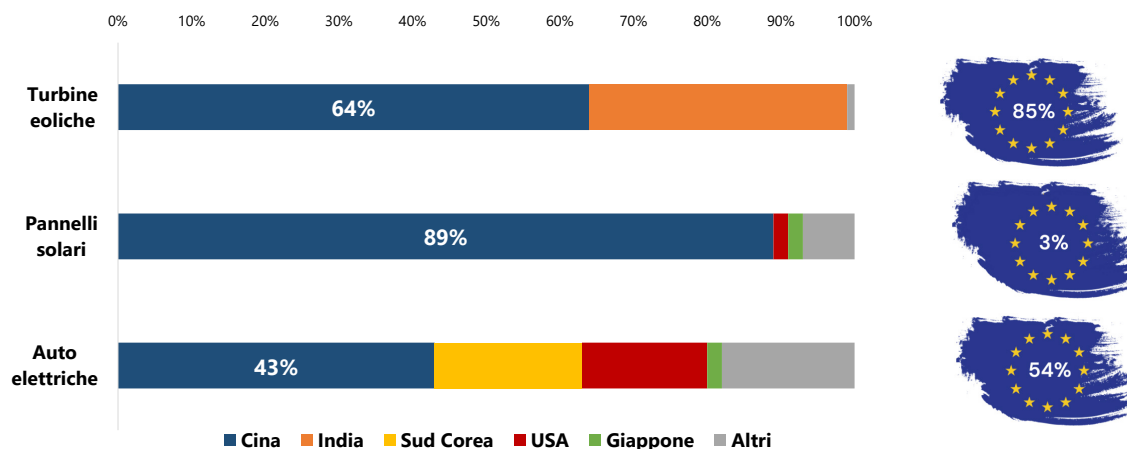
NZIA che rischia di diventare un ostacolo per la trasformazione dell'Europa a zero emissioni"<sup>11</sup>. Secondo Cleantech for Europe, il gruppo che rappresenta le aziende che investono in tecnologie pulite in UE, pesa l'assenza di misure che puntino ad una profonda decarbonizzazione dei processi industriali, mentre si dà enfasi alla cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub><sup>12</sup>. Sul fronte nucleare, il direttore degli affari europei di EDF, Erkki Maillard, ha salutato il "segnale politico positivo" inviato dall'inclusione del nucleare nel testo della proposta, ma ha evidenziato preoccupazioni per il fatto che non si accenni alle tecnologie di seconda e terza generazione<sup>13</sup>.

Positiva, invece, la reazione dell'industria geotermica, dato che in una precedente bozza l'energia geotermica non era stata inclusa nella lista, rimarcando però la necessità di investimenti sostanziali nel settore.

Preoccupazioni sui costi del piano provengono, invece, dalle aziende solari europee che hanno sollevato il rischio che l'aumento della produzione interna possa far aumentare il prezzo delle tecnologie rinnovabili, limitando la portata della transizione energetica<sup>14</sup>. Per quanto il regolamento preveda un'esenzione per i governi che si trovano ad affrontare un aumento dei costi superiore al 10%, resta il fatto che la Cina è un fornitore fondamentale e garantisce tecnologia avanzata a prezzi competitivi, quindi difficilmente sostituibile nell'arco di pochi anni senza cospicui investimenti nel segmento manifatturiero europeo<sup>15</sup>. Il solare fotovoltaico è la tecnologia che rischia di più da questo punto di vista, dato che la Cina domina questo mercato, coprendo quasi il 90% delle importazioni UE, mentre la quota di produzione europea per il mercato interno arriva ad appena il 3%.

Va meglio nell'eolico e nelle auto elettriche, dove invece la manifattura europea copre percentuali più elevate della domanda domestica (specialmente nelle turbine eoliche dove l'85% delle componenti sono made in Europe), per quanto la Cina si conferma anche in questo campo il principale fornitore estero.

Fig. 3: Importazioni extra-UE di tecnologie verdi per paese e quota della produzione UE sulla domanda UE, anno 2021



Nota: per le auto elettriche, la quota UE si riferisce alla produzione totale di batterie

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat e Commissione Europea

### Il costo del “Made in” a casa propria

Garantire la resilienza e la competitività dell'UE non è solo un obiettivo politico ma risponde all'urgenza di tutelare l'economia e il tessuto industriale europeo rispetto a politiche di stampo protezionistico messe in campo da diverse superpotenze. In caso contrario, diverse imprese europee potrebbero essere tentate di delocalizzare.

Tuttavia, occorre valutare la strada più sostenibile dal punto di vista economico, climatico e di opportunità politica. In particolare, dal punto di vista finanziario, la Commissione europea, nel documento di lavoro pubblicato il 23 marzo, ha effettuato una serie di analisi per valutare la copertura del piano. Le stime rilasciate indicano che, per sostenere la capacità produttiva delle principali tecnologie a zero emissioni (eolico, fotovoltaico, pompe di calore, batterie ed elettrolizzatori), potrebbero essere attivati complessivamente fino a 8 miliardi euro dai programmi UE<sup>16</sup>. L'analisi, però, continua ritenendo che il fabbisogno di finanziamento pubblico in uno scenario compatibile con gli obiettivi del NZIA sarebbe quantificato in 16-18 miliardi su un totale di 92. La conclusione della Commissione è presto detta: “l'attuale bilancio dell'UE non dispone di mezzi sufficienti per sostenere gli obiettivi del Net-Zero Industry Act e per garantire parità di condizioni tra Stati membri, in relazione alle esigenze di investimento pubblico individuate”. Tale affermazione solleva l'altra annosa questione legata all'allentamento delle misure sugli aiuti di stato; una scelta che dovrebbe sì consentire ai governi nazionali di sostenere le proprie filiere nazionali, ma di contro faciliterebbe gli stati con maggiore capacità

fiscale, finendo per danneggiare il buon funzionamento del mercato interno europeo<sup>17</sup>. A livello politico, quindi, il dibattito sugli aiuti di Stato sta riaccendendo una profonda frammentazione tra i paesi dell'UE. Secondo il commissario per la concorrenza dell'UE, Vestager, occorre guidare questa transizione e fare in modo che l'allentamento delle misure sugli aiuti di stato sia focalizzato su quei settori che effettivamente sono a rischio delocalizzazione. Tuttavia, l'utilizzo crescente di tali misure negli ultimi anni, prima in risposta alla pandemia e poi all'invasione russa dell'Ucraina, sta rendendo sempre più strutturale un provvedimento che avrebbe dovuto avere natura temporanea. Il rischio di uno squilibrio nella distribuzione dei fondi tra gli stati membri è, peraltro, fondato: vale solo ricordare che dei 672 miliardi di euro di sussidi approvati nel 2022 nell'ambito del quadro temporaneo di crisi, il 53% è riferibile alla Germania e il 24% alla Francia, mentre il 7% all'Italia. La domanda, quindi, da porsi è quale sia l'obiettivo o gli obiettivi a cui dare priorità, quello climatico, industriale o sociale. Fino ad oggi, il finanziamento europeo nella transizione è stato direzionato verso gli incentivi ai consumatori finali e, in misura minore, verso la ricerca e sviluppo, lasciando come fanalino di coda la filiera manifatturiera europea. Questo ci ha permesso di accelerare sugli obiettivi climatici beneficiando dei costi competitivi cinesi. Ma se l'obiettivo industriale ritorna prioritario, dovremmo avere anche chiaro a cosa potremmo dover rinunciare (energia a basso costo? disparità di bilancio? una transizione più lenta?) e, soprattutto, esplorare strade che non alimentino le disuguaglianze tra e negli Stati membri dell'Unione Europea.

<sup>1</sup> Conclusioni comuni del Parlamento europeo, del Consiglio dell'Unione europea e della Commissione europea su priorità e obiettivi strategici per il periodo 2020-2024, in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 2021/C 451 I/02;

<sup>2</sup> Per un'analisi del Critical Raw Materials Act, si rimanda a: Francesco Sassi, Minerali critici: euroconflitti d'interesse, Ispi online, 24 marzo 2023;

<sup>3</sup> I programmi UE citati dalla Commissione sono divisi tra quelli implementati dalla UE e dagli Stati Membri. Nel primo caso, rientrano Innovation Fund, Horizon Europe, LIFE Clean Energy e InvestEU. Nel secondo caso, rientrano Recovery and Resilience Facility (RRF), REPowerEU package and RRF remaining loans, ERDF/Cohesion Fund/Just Transition Fund, Modernisation Fund, Social Climate Fund. Commission staff working document, Investment needs assessment and funding availabilities to strengthen EU's Net-Zero technology manufacturing capacity, 23 marzo 2023; Commissione Europea, Factsheet: il piano industriale del Green Deal, febbraio 2023;

<sup>4</sup> Georgina Wright, IRA: cosa preoccupa davvero l'Europa? in Rivista Energia n.1/2023;

<sup>5</sup> Italian views on the EU response to the Inflation Reduction Act and the need for a full-fledged European Industrial Policy, Non-paper 26 gennaio 2023; Staffetta Quotidiana, Sussidi verdi, la posizione dell'Italia e i conti di Vestager, 2 febbraio 2023; Staffetta Quotidiana, Industria Green, Urso (Mimit): da Commissione UE base di partenza ma non basta, 6 febbraio 2023;

<sup>6</sup> Ecco il Green deal Industrial Plan, Quotidiano Energia, 1 febbraio 2023;

<sup>7</sup> Georgina Wright, IRA: cosa preoccupa davvero l'Europa? in Rivista Energia n.1/2023; Science Business, Proposed European Sovereignty Fund faces opposition from MEPs, 9 febbraio 2023;

<sup>8</sup> Financial Times, Brussels at odds over funding rules for nuclear power, 14 marzo 2023;

<sup>9</sup> Staffetta Quotidiana, Nucleare, l'Europa spaccata a metà, 29 marzo 2023;

<sup>10</sup> Euractiv, France welcomes inclusion of nuclear in EU power market reform, 16 marzo 2023; Financial Times, EU agrees compromise on nuclear energy amid French pressure, 30 marzo 2023;

<sup>11</sup> Business Europe, Commission proposal for the Net-Zero Industry Act: “Limited scope risks to become handicap for Europe's net-zero transformation”, 16 marzo 2023;

<sup>12</sup> Euractiv, EU's Net-Zero Industry Act aims to bring home clean tech production, 17 marzo 2023;

<sup>13</sup> Euractiv, EU's Net-Zero Industry Act sends 'positive signal' for nuclear, advocates say, 17 marzo 2023;

<sup>14</sup> Secondo le dichiarazioni di dirigenti di Lightsource bp, azienda attiva nel solare, il regolamento potrebbe costringere gli sviluppatori a utilizzare prodotti più costosi, con un aumento dei prezzi e il rischio di ostacolare l'espansione delle tecnologie rinnovabili. L'azienda lancia l'allarme che, se mal progettato, l'NZIA rischia di rimandare il settore indietro di 20 anni. Financial Times, Solar industry warns EU rules would hamper clean energy transition, 17 marzo 2023;

<sup>15</sup> Financial Times, Solar power: Europe attempts to get out of China's shadow, 23 marzo 2023;

<sup>16</sup> Commission staff working document, cit;

<sup>17</sup> Bloomberg, Europe's Green Protectionism Will Worsen its Energy Security, 19 marzo 2023. Financial Times, Can the EU keep up with the US on green subsidies? 1 febbraio 2023.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 21 marzo 2023 n. 115/2023/R/eel | “Approvazione delle proposte di modifica al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna S.p.A. relative al coordinamento tra MSD e la piattaforma europea aFRR e all’introduzione di semibande asimmetriche di riserva secondaria” | pubblicata in data 23 marzo 2023 | Download <https://www.arera.it/it/docs/23/115-23.htm>**

Con la Deliberazione n. 115/2023/R/eel, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha verificato positivamente lo schema di Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Terna S.p.A. (nel seguito: Terna) adeguata al fine di apportare le modifiche funzionali all’integrazione operativa del MSD con la Piattaforma europea per lo Scambio di Energia di Bilanciamento da Riserve per il Ripristino della Frequenza ad Attivazione Automatica (i.e. Piattaforma aFRR), sviluppata nell’ambito del progetto europeo PICASSO<sup>1</sup>, ai sensi dell’art. 21 del Regolamento (UE) 2017/2195.

Con la medesima Deliberazione, l’ARERA ha altresì approvato le proposte di modifica al Codice di rete di Terna, formulate dal gestore di rete medesimo al fine di introdurre apposite regole di coordinamento tra MSD e la nuova Piattaforma aFRR.

A completamento, l’ARERA ha inoltre previsto che Terna monitori - sulla base di indicatori opportunamente definiti - gli effetti delle regole di coordinamento tra MSD e la Piattaforma aFRR, e trasmetta all’Autorità stessa, entro 15 mesi dall’avvio della Piattaforma aFRR, una relazione sugli impatti di tali regole sul funzionamento del sistema e sull’operatività degli utenti del dispacciamento.

**Comunicato del GME | “Partecipazione alla piattaforma aFRR – avvio delle prove in bianco” | pubblicato in data 3 marzo 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 3 aprile e il 31 maggio 2023, verranno svolte delle apposite sessioni di prove in bianco al fine di consentire agli operatori interessati di testare le funzionalità relative alla Piattaforma aFRR<sup>2</sup>.

I dettagli in merito alle tempistiche e alle modalità di esecuzione delle sessioni di test sono stati resi disponibili sulla home page

della piattaforma del GME utilizzata per le prove, raggiungibile all’indirizzo: <https://proveipex.ipex.it>.

## OIL

**Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – I QUADRIMESTRE 2023” | pubblicato in data 9 marzo 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 3 e il 24 aprile 2023, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati), devono inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo maggio-agosto 2023. Con il medesimo comunicato il GME ha altresì ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione<sup>3</sup>.

È stato inoltre rinnovato l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di poter assolvere all’obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

## REMIT

**Comunicato del GME | “Piattaforma di Data Reporting (PDR) – dismissione schemi REMITTable1\_V1.xsd e REMITTable1\_V2.xsd” | pubblicato in data 28 marzo 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori della Piattaforma di Data Reporting che ACER<sup>4</sup>, a partire dalle date del 16 maggio p.v. e del 16 ottobre p.v., non accetterà più l’upload di file predisposti, rispettivamente, secondo gli schemi REMITTable1\_V1.xsd e REMITTable1\_V2.xsd e che, pertanto, lo schema REMITTable1\_V3.xsd resterà l’unico attivo. Ulteriori informazioni al riguardo sono disponibili sul sito di ACER <https://www.acer.europa.eu> nella sezione “XML Schema for Standard Contracts”.

<sup>1</sup> Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation;

<sup>2</sup> Vedi news precedente;

<sup>3</sup> Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018;

<sup>4</sup> Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell’Energia (ACER).

# Gli appuntamenti

- 18 aprile  
**L'innovazione tecnologica nell'eolico e nel solare".**  
 Webinar  
 Organizzato da Elettricità Futura in partnership con CESI  
<https://www.elettricitafutura.it>
- 19 aprile  
**Utilitalia Innovation: energia**  
 Verona, Italia  
 Organizzato da Utilitalia  
<https://www.utilitalia.it>
- 18-19 aprile  
**Utility-Scale Energy Storage Forum**  
 Chicago, USA  
 Organizzato da Smart Grid Observer  
<https://smartgridobserver.com/storage>
- 20-21 aprile  
**Economia pulita: la sostenibilità come fattore di rischio e di opportunità**  
 Bologna, Italia  
 Organizzato da Economia Pulita  
<https://www.economiapulita.com>
- 20-21 aprile  
**Fifteenth International Conference on Climate Change: Impacts and Responses**  
 Evento online e in presenza  
 Vancouver, Canada  
 Organizzato da Common Ground Research Networks  
<https://on-climate.com/2023-conference>
- 21 aprile  
**Agro-fotovoltaico: scenari e prospettive per una sinergia sostenibile**  
 Napoli, Italia  
 Organizzato da ItaliaSolare  
<https://www.italiasolare.eu/is-eventi/agrisolar>
- 21 aprile  
**Comunità energetiche rinnovabili: cosa sono e come funzionano**  
 Cesena, Italia  
 Organizzato da Comune di Cesena  
<https://www.losportelloexc.it>
- 21 aprile  
**Le nuove frontiere delle bioenergie: politiche e buone pratiche verso l'autonomia energetica**  
 Bolzano, Italia  
 Organizzato da Fiper  
<https://www.fiper.it>
- 25-27 aprile 2023  
**WindEurope Annual Event**  
 Copenhagen, Danimarca  
 Organizzato da WindEurope e Green Power Denmark.  
<https://windeurope.org/annual2023>
- 28-30 aprile  
**International Conference on Advances on Clean Energy Research**  
 Barcelona, Spagna  
 Organizzato da ICACER  
<http://www.icacer.com>
- 28-30 aprile  
**International conference on Green Energy & Environmental Engineering**  
 Tunisi, Tunisia  
 Organizzato da IPCO  
<http://www.conf-event.com/GEEE.html>
- 5-7 maggio  
**International Conference on Power Science and Technology**  
 Kunming, Cina  
 Organizzato da Kunming University of Science and Technology  
<http://icpst.org>
- 8-10 maggio  
**International Conference on Electrical and Electronics Engineering**  
 Istanbul, Turchia  
 Organizzato da Marmara University  
<http://www.iceee.org>
- 11-13 maggio  
**International Conference on Energy Materials**  
 Nizza, Francia  
 Organizzato da Icema  
<http://www.icema.org>

# Gli appuntamenti

12-14 maggio

## **International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering**

Evento online

Guangzhou, Cina

Organizzato da South China University of Technology

<http://www.ceepe.net>

15-19 maggio

## **SGF-Cybersecurity Week 2023**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Smart Grid Forums

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

16-18 maggio

## **Duezerocinquezero**

Padova, Italia

Organizzato da Comune di Padova e Associazione Italiana delle Energy Service Company e degli Operatori dell'Efficienza Energetica

<https://www.duezerocinquezero.com>

17-19 maggio

## **Hydrogen Expo 2023**

Piacenza, Italia

Organizzato da Mediapoint Exhibitions

<https://www.rinnovabili.it>

18-20 maggio

## **European Conference on Renewable Energy Systems**

Riga, Lettonia

Organizzato da Ecres

<https://www.ecres.net>

19-21 maggio

## **International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering**

Stoccolma, Svezia

Organizzato da laeeee

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

23-25 maggio

## **OMC Med Energy**

Ravenna, Italia

Organizzato da Omc

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

24-26 maggio

## **Italia NODIG Live 2023**

Novegro (Milano), Italia

Organizzato da Iatt

<https://www.eventiatt.it/home>

24-26 maggio

## **International Conference on Environmental Engineering and Applications**

Madrid, Spagna

Organizzato da Iceea

<http://www.iceea.org>

26-28 maggio

## **International Conference on Advanced Electric Power System and Energy Engineering**

Singapore

Organizzato da Isac

<http://www.epsee.net/>

30 maggio

## **Innovazione Sostenibile: Città, Cittadini ed Aziende**

Torino, Italia

Organizzato dal Forum dell'Economia Aziendale

<https://www.festivaloff.it>

1-4 giugno

## **Festival internazionale dell'economia**

Torino, Italia

Organizzato da Editori Laterza e Torino Local Committee

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

15 giugno

## **Blue & Green 2023 Conference**

Milano, Italia

Organizzato da the Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>



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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto:governance@mercatoelettrico.org)  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

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

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

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

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.