

APPROFONDIMENTI

LO STATO DELL'ARTE DEL SETTORE NUCLEARE IN EUROPA

di Francesco Sassi - RIE

Il ruolo del nucleare nella transizione energetica

Il fallimento nell'ampliare la generazione elettrica da fonti a basso rilascio di gas serra è la ragione principale dell'insuccesso globale nel mantenere una politica energetica sostenibile, incluso ovviamente il raggiungimento degli obiettivi climatici concordati a Parigi nel 2015. D'altro canto, il ruolo centrale giocato dalle fonti rinnovabili e dallo stesso settore nucleare nel processo di transizione è riconosciuto a livello internazionale dalla stessa Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE). Allo stato attuale, nelle economie avanzate la capacità di generazione elettrica del nucleare corrisponde al 18% del totale della domanda ma da anni si registra un suo lento e inesorabile declino. Questo andamento è spiegato principalmente dal ritiro di impianti commissionati negli anni '70 e '80 i quali, mano a mano, vengono messi fuori operazione. Per questo, nonostante l'incremento vertiginoso di solare ed eolico, la generazione elettrica da fonti a basso impatto carbonico è rimasta sostanzialmente invariata nel corso degli ultimi 20 anni. Il risultato è stato un rallentamento della decarbonizzazione del settore elettrico¹. A seguito della severa e brusca frenata

causata dalla pandemia, la crescita mondiale della domanda di elettricità nel 2021 si è spinta al +6% (circa 1500TWh in termini assoluti), ovvero l'incremento maggiore registrato dal 2010 in poi. Dietro il settore industriale, il principale responsabile dell'aumento della domanda, vi sono quelli del commerciale e dei servizi. Allo stesso modo, è significativo che sia stato il carbone a rispondere a più della metà della domanda aggiuntiva di elettricità nel corso del 2021, con uno sviluppo del 9% a livello globale. Tale rialzo rappresenta il maggiore dal 2011 e pone il consumo di carbone al picco storico assoluto. Di conseguenza, si è determinato anche il record massimo di emissioni di CO2 nell'atmosfera provenienti proprio dal settore elettrico, aumentate del 7% nel corso del 2021².

Nelle proiezioni dell'AIE, le emissioni nel triennio 2021-2024 rimarranno costanti, mentre secondo lo scenario elaborato dalla stessa AIE 'the IEA's Net Zero Emissions by 2050 Scenario' le emissioni dalla generazione elettrica dovrebbero iniziare a ridursi considerevolmente nello stesso triennio. Ciò rimane imprescindibile per il conseguimento della neutralità carbonica nel 2050³.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2022

 Mercato elettrico Italia
 pag 2

 Mercato gas Italia
 pag 13

 Mercati energetici Europa
 pag 18

 Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

*Lo stato dell'arte del settore nucleare
 in Europa*
 di Francesco Sassi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

NOTIZIE DAL GME

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile il Pun, pari a 245,97 €/MWh, registra una riduzione mensile, confermandosi tuttavia su uno dei valori più elevati di sempre (-20,2% su marzo e +256,4% sul 2021), dinamica analoga a quella registrata sulle principali borse elettriche europee e in linea con l'andamento osservato sui mercati dei combustibili. Il livello del Pun riflette ancora quotazioni del gas quasi cinque volte superiori ad un anno fa, in un contesto caratterizzato su base annuale da minori acquisti (MGP: 22,1 TWh, -1,2%, con liquidità del mercato al 76,1%), crescita dell'import e maggiori volumi eolici. In riduzione mensile anche i prezzi zonal, attestatisi a 238/240

€/MWh al centro-meridione e sulle isole e a 248/250 €/MWh al Centro Nord e Nord.

Il Mercato Infragiornaliero registra scambi per 2,1 TWh, in riduzione sull'elevato valore di marzo sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID, nella quale si osservano circa 96 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica i prezzi tornano stabili o in lieve calo nel breve periodo, con il baseload di Maggio 2022 che chiude il periodo di contrattazione a 244,69 €/MWh (-1,7%). Ancora in calo annuale le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun ripiega rispetto al massimo storico di marzo, attestandosi a 245,97 €/MWh (-62,09 €/MWh, -20,2% su marzo), valore che si conferma, tuttavia, tra i più alti mai registrati (+176,96 €/MWh, +256,4% sul 2021). Tali dinamiche, comuni a quelle osservate sui prezzi di tutte le principali borse elettriche europee, riflettono ancora costi dei combustibili molto elevati: le variazioni del Pun, infatti, sono guidate principalmente dai prezzi del gas al PSV, ancora volatili e superiori ai 100 €/MWh (104 €/MWh, -21 €/MWh su marzo, +82 €/MWh sul 2021), in

uno scenario caratterizzato da acquisti nazionali in calo (30,1 GWh medi, rispettivamente -2,7 GWh e -0,5 GWh), import netto in crescita (4,8 GWh medi, +0,1 GWh e +0,6 GWh) e, su base mensile, anche maggiori volumi rinnovabili.

Analoghe dinamiche di crescita annuale dei prezzi anche nei gruppi orari, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,06 (-0,2 sul 2021). Si segnala un minimo orario a 10 €/MWh (mai così basso da giugno 2021) alle ore 15 della domenica di Pasqua (17 aprile) (Grafico 1 e Tabella 1).

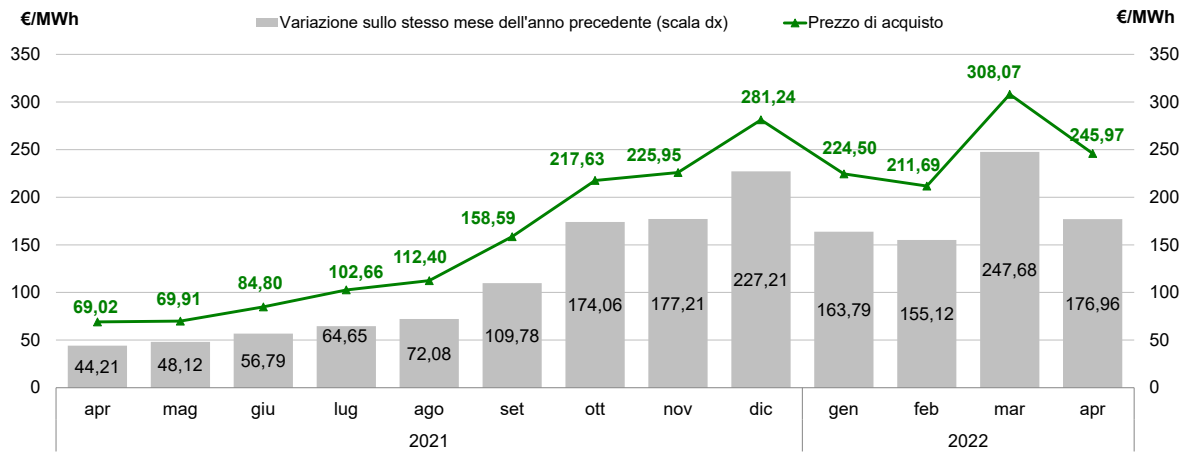
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	245,97	69,02	+176,96	+256,4%	23.415	-0,1%	30.762	-1,2%	76,1%	75,3%
<i>Picco</i>	259,83	74,32	+185,52	+249,6%	28.526	-0,4%	37.312	-0,7%	76,5%	76,2%
<i>Fuori picco</i>	239,55	66,17	+173,39	+262,0%	21.047	+1,9%	27.727	+0,2%	75,9%	74,6%
<i>Minimo orario</i>	10,00	3,49			15.137		19.016		61,1%	65,5%
<i>Massimo orario</i>	470,00	118,08			31.856		41.172		87,4%	81,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



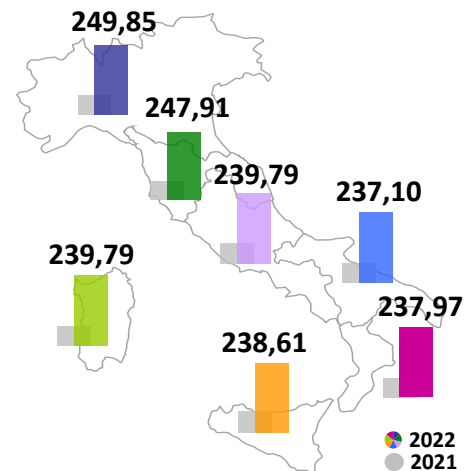
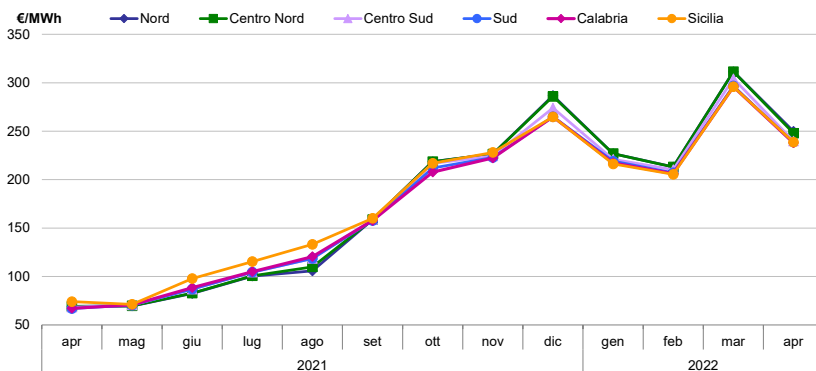
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto anche tutti i prezzi di vendita si riducono rispetto ai massimi di marzo, confermandosi più bassi nelle zone centro meridionali (238/240 €/MWh, -57/64 €/MWh sul mese e +165/+173 €/MWh sull'anno), dove si concentra la gran parte della crescita mensile dei

volumi rinnovabili e in presenza ancora di restringimenti sul transito CSUD-CNOR nella prima parte del mese, e più elevati al Nord e al Centro Nord (248/250 €/MWh, rispettivamente -62/64 €/MWh e +179/181 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Ai minimi da giugno 2020 l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,1 TWh (-1,2% sul 2021). Pressoché invariati i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,9 TWh (-0,1%), mentre tornano a calare le movimentazioni

over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, scese a 5,3 TWh (-4,6%), per una liquidità del mercato che torna a salire al 76,1% (+0,8 punti percentuali sul 2021 e +7,1 p.p. su marzo) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.858.924	-0,1%	76,1%
Operatori	10.774.524	-3,1%	48,6%
GSE	2.227.384	-10,7%	10,1%
Zone estere	3.856.942	+18,0%	17,4%
Saldo programmi PCE	74	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	5.289.729	-4,6%	23,9%
Zone estere	31.709	-58,4%	0,1%
Zone nazionali	5.258.094	-3,9%	23,7%
Saldo programmi PCE	-74		
VOLUMI VENDUTI	22.148.654	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.690.777	+6,2%	
OFFERTA TOTALE	38.839.430	+1,8%	

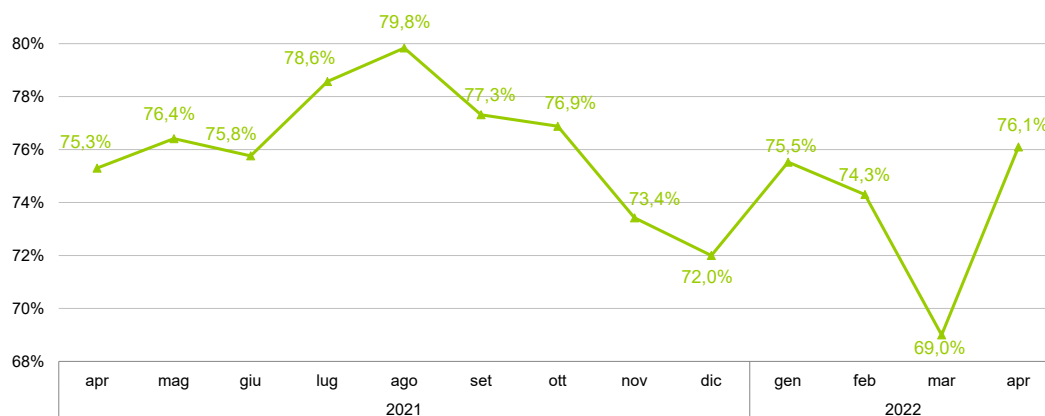
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.858.924	-0,1%	76,1%
Acquirente Unico	2.611.438	-28,4%	11,8%
Altri operatori	11.457.570	+15,5%	51,7%
Pompaggi	4.381	+838,2%	0,0%
Zone estere	448.080	+25,4%	2,0%
Saldo programmi PCE	2.337.455	-20,9%	10,6%
PCE (incluso MTE)	5.289.729	-4,6%	23,9%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.627.185	-10,3%	34,4%
Saldo programmi PCE	-2.337.455		
VOLUMI ACQUISTATI	22.148.654	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	432.223	-21,2%	
DOMANDA TOTALE	22.580.876	-1,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, alla prima riduzione tendenziale da oltre un anno, scendono a 21,7 TWh (-1,7% sul 2021), seguendo una dinamica comune a tutte le zone, eccetto la Sicilia (+3,1%). Restano in crescita annuale, ininterrotta da ottobre, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh (+25,0%), con rialzi concentrati sulle frontiere greca e maltese (Tabella 4). Lato offerta, la minore domanda e le maggiori

importazioni, salite 3,9 TWh (+16,2%), in particolare sulla frontiera settentrionale, comprimono le vendite nazionali, scese a 18,3 TWh (-4,3% sul 2021), in particolare nelle zone centrali e settentrionali. Alimentate dalla maggiore disponibilità di offerta rinnovabile, risultano invece in crescita le vendite del Sud (+36,2%) e della Sicilia (+34,7%), quest'ultima esportatrice nel 27% delle ore (+20 p.p.) (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	16.220.462	22.528	-10,8%	8.657.274	12.024	-14,1%	12.414.527	17.242	-1,0%
Centro Nord	1.621.186	2.252	-4,9%	1.284.977	1.785	-11,9%	1.871.484	2.599	-2,5%
Centro Sud	5.977.989	8.303	+20,9%	2.085.552	2.897	-10,1%	3.723.661	5.172	-4,3%
Sud	4.898.277	6.803	+28,2%	3.010.426	4.181	+36,2%	1.362.309	1.892	-0,0%
Calabria	2.785.069	3.868	+18,2%	1.068.144	1.484	-7,6%	406.911	565	-4,9%
Sicilia	2.160.928	3.001	+2,7%	1.129.143	1.568	+34,7%	1.279.839	1.778	+3,1%
Sardegna	1.197.789	1.664	-23,5%	1.024.486	1.423	+1,1%	641.842	891	-6,6%
Totale nazionale	34.861.700	48.419	+0,5%	18.260.002	25.361	-4,3%	21.700.573	30.140	-1,7%
Estero	3.977.730	5.525	+15,0%	3.888.651	5.401	+16,2%	448.080	622	+25,0%
Sistema Italia	38.839.430	53.944	+1,8%	22.148.654	30.762	-1,2%	22.148.654	30.762	-1,2%

LE FONTI

La riduzione annuale delle vendite nazionali interessa in misura maggiore le fonti tradizionali (-5,2%) rispetto a quelle rinnovabili (-2,2%). Tra le prime, in forte riduzione i volumi degli impianti a gas (-10,8%), distribuita sulla penisola, mentre, per quanto ridimensionate rispetto ai livelli degli ultimi mesi, restano in decisa crescita annuale quelle del carbone (+73,1%), anche in presenza di quotazioni del combustibile ancora molto elevate e permessi di emissione che tornano in crescita congiunturale (82 €/ton, +6 €/ton su marzo). Come osservato da inizio anno, il calo annuale

delle vendite rinnovabili, invece, resta concentrato sugli impianti idroelettrici, ai minimi per il mese di aprile (3,4 GWh medi, -29,2%), in controtendenza rispetto al netto e diffuso aumento dei volumi eolici (+62,5%). Risulta, pertanto, in lieve crescita la quota delle rinnovabili (41,1%, +0,9 p.p.), con l'idrico e l'eolico sostanzialmente appaiati (rispettivamente 13,5%, -4,8 p.p. e 12,5, +5,1 p.p.), mentre tra le fonti tradizionali il gas scende al 46,1% (-3,4 punti percentuali) e il carbone sale al 6,8% (+3,0 p.p.) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

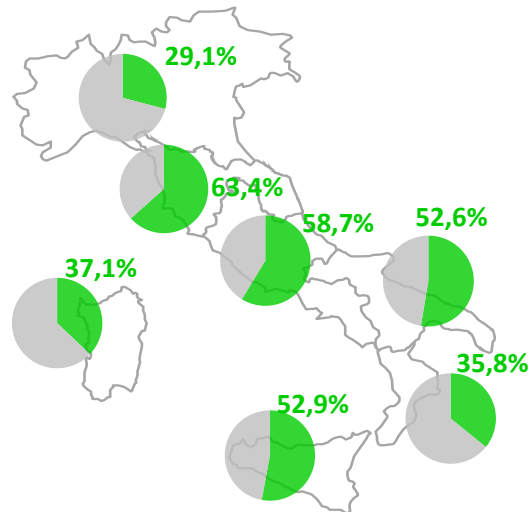
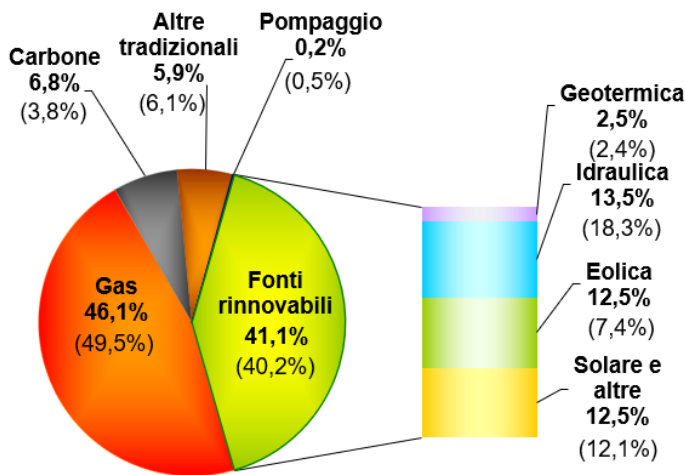
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.485	-5,2%	653	-23,9%	1.196	-29,2%	1.980	+27,7%	952	-17,0%	738	+38,5%	895	-9,2%	14.901	-5,2%
Gas	7.398	-7,7%	615	-22,9%	547	-53,8%	1.228	-0,4%	814	-20,4%	693	+48,9%	394	+0,3%	11.690	-10,8%
Carbone	239	+419,8%	-	-	440	+68,1%	620	+290,5%	0	-	-	-	427	-19,4%	1.726	+73,2%
Altre	847	-4,5%	38	-37,3%	209	-13,9%	133	-16,9%	138	+11,8%	46	-32,6%	74	+16,2%	1.484	-7,5%
Fonti rinnovabili	3.500	-29,1%	1.131	-3,1%	1.700	+11,6%	2.201	+44,8%	531	+15,8%	830	+31,5%	527	+25,5%	10.421	-2,2%
Idraulica	1.694	-43,8%	205	-19,1%	619	-20,8%	536	+22,6%	114	-	172	+24,5%	94	-15,7%	3.435	-29,2%
Geotermica	-	-	632	-1,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	632	-1,3%
Eolica	23	+140,9%	32	+2,3%	631	+87,6%	1.320	+76,6%	340	+24,2%	527	+44,1%	309	+59,4%	3.182	+62,5%
Solare e altre	1.783	-6,7%	262	+8,4%	450	+11,0%	344	+3,0%	78	+8,4%	131	+2,8%	125	+8,3%	3.172	-1,0%
Pompaggio	39	-68,2%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	39	-70,9%
Totale	12.024	-14,1%	1.785	-11,9%	2.897	-10,1%	4.181	+36,2%	1.484	-7,6%	1.568	+34,7%	1.423	+1,1%	25.361	-4,3%

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 complessivo dell'Italia si attesta a 3,4 TWh, per la prima volta in crescita annuale da novembre (+0,5 TWh sul 2021). L'aumento si concentra sulla frontiera settentrionale, in particolare su quella francese, slovena e austriaca, lungo le quali si osservano un innalzamento della NTC e una elevata frequenza di ore connotate da quotazioni estere inferiori a quelle del Nord. Nelle giornate del 18 e 25 aprile l'applicazione del vincolo generalizzato

sulla frontiera settentrionale ha favorito in alcune ore flussi in export dalla zona Italia Coupling rispettivamente verso la Francia e verso Austria e Slovenia, anche in corrispondenza di prezzi della zona Nord superiori a quelli esteri. Si osserva, invece, un'inversione dei flussi sulla frontiera greca, risultati in export nel 53,5% delle ore (+31,1 p.p.) in corrispondenza di quotazioni del Sud superiori al prezzo estero limitrofo solo nel 14,2% delle ore (-28,5 p.p.) (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*	1.356.160 (918.190)	82,9% (77,4%)	15,0% (16,4%)	2,1% (6,2%)	51,4% (52,9%)	4,4% (7,1%)	2.801 (2.069)	1.435.826 (1.006.794)	1.404.117 (976.249)	1.113 (1.111)	79.666 (88.604)	77.616 (88.604)
Italia - Svizzera	1.266.343 (1.217.371)	94,6% (96,4%)	5,4% (3,6%)	- (-)	- (-)	- (-)	2.446 (2.824)	1.341.257 (1.302.084)	n/a n/a	2.241 (2.715)	74.915 (84.713)	n/a n/a
Italia - Austria*	194.655 (122.158)	93,6% (81,4%)	2,4% (8,5%)	4,0% (10,1%)	91,7% (81,6%)	1,8% (7,8%)	298 (220)	196.715 (127.918)	196.715 (127.918)	121 (106)	2.060 (5.760)	2.060 (5.760)
Italia - Slovenia*	402.781 (284.050)	94,7% (12,4%)	1,9% (81,8%)	3,4% (5,8%)	77,2% (3,6%)	0,7% (50,9%)	654 (631)	409.126 (319.298)	409.126 (319.298)	669 (669)	6.344 (35.248)	6.344 (35.248)
Italia - Montenegro	388.937 (344.887)	100,0% (95,6%)	- (4,4%)	- (-)	58,5% (41,4%)	- (-)	588 (560)	397.352 (365.835)	n/a n/a	686 (654)	8.414 (20.948)	n/a n/a
Italia - Grecia	-23.797 (173.626)	46,5% (77,6%)	53,5% (22,4%)	- (-)	- (-)	- (-)	525 (525)	108.376 (216.964)	108.376 (216.964)	525 (521)	132.173 (43.338)	132.173 (43.338)
Italia - Malta	-67.489 (3.437)	- (12,2%)	96,4% (13,2%)	3,6% (74,6%)	- (-)	1,9% (-)	224 (225)	0 (7.005)	n/a n/a	224 (225)	67.489 (3.568)	n/a n/a
TOTALE**	3.517.590 (3.063.719)							3.888.651 (3.345.899)	2.118.333 (1.640.429)		371.061 (282.180)	218.193 (172.950)

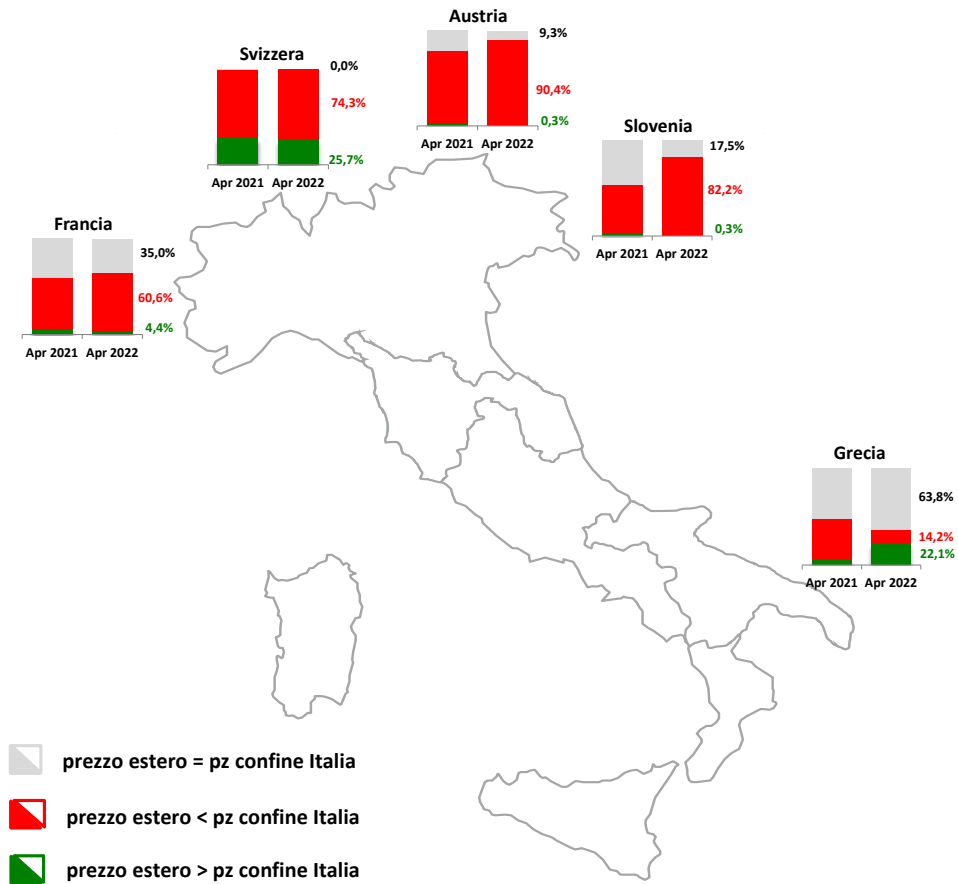
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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)

Ad aprile i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,1 TWh. La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,9 TWh), e in particolare sul MI-A1 (1,2 TWh), la cui quota sul totale scambiato si attesta al 58%. Quanto al XBID, nel mese sono stati conclusi circa 96 mila abbinamenti per 225,7 GWh totali, il 95% dei quali realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). Nella contrattazione continua resta prevalente, ma in calo, la quota degli scambi avvenuti con controparte estera (64% del totale XBID), i quali risultano quasi equamente suddivisi tra

import ed export; sale invece al 28% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e si attesta all'8% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

I prezzi osservati nel MI nel mese si attestano mediamente sui 243/244 €/MWh nei mercati in asta e sul XBID, con livelli leggermente più bassi su MI-A3 (239 €/MWh circa), risultando inferiori ai corrispondenti valori del MGP (-1/-2% circa). Su base zonale, si ripete il ranking osservato sul MGP, con prezzi più elevati al centro-settentrione (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

In tutti i grafici e in tutte le tabelle relative al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri MI" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

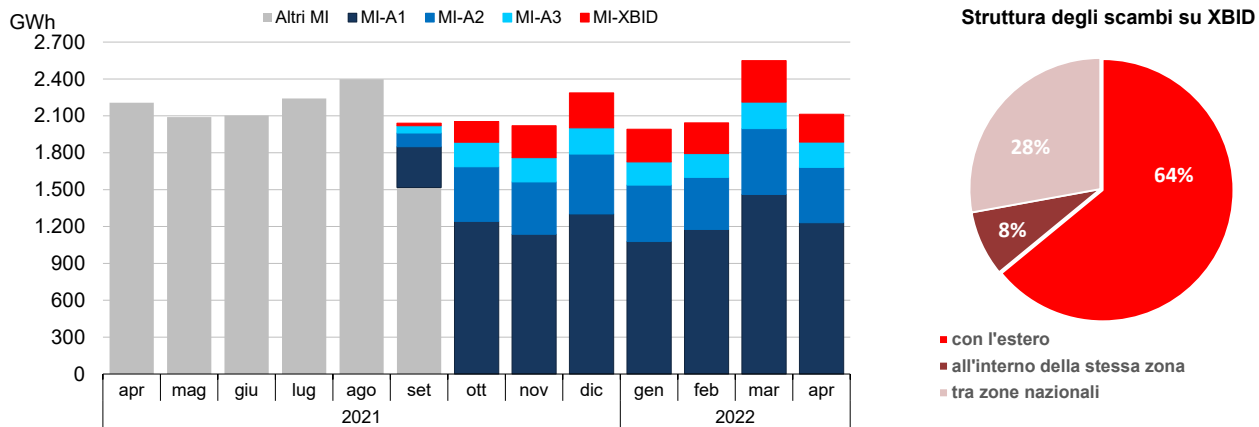


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	595.016	154.730	64.003	813.749	49.779	863.527
Centro Nord	70.578	32.149	13.112	115.838	16.864	132.703
Centro Sud	203.803	79.305	30.301	313.410	30.052	343.462
Sud	158.419	83.231	41.114	282.765	27.060	309.824
Calabria	27.462	10.294	9.581	47.336	4.642	51.978
Sicilia	96.813	39.806	18.483	155.102	10.131	165.232
Sardegna	31.727	17.008	9.902	58.637	6.642	65.278
Esteri	46.573	34.398	19.591	100.562	80.573	181.135
Totale	1.230.390	450.921	206.087	1.887.398	225.742	2.113.140

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	571.598	144.795	74.280	790.672	69.138	859.810
Centro Nord	50.323	22.352	9.478	82.154	16.340	98.494
Centro Sud	264.701	86.085	24.238	375.023	18.035	393.058
Sud	182.090	74.762	31.153	288.004	24.393	312.397
Calabria	43.154	15.636	7.635	66.425	3.189	69.614
Sicilia	72.074	39.649	17.632	129.355	7.481	136.837
Sardegna	18.735	15.719	9.268	43.721	5.037	48.758
Esteri	27.717	51.923	32.403	112.043	82.130	194.173
Totale	1.230.390	450.921	206.087	1.887.398	225.742	2.113.140

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

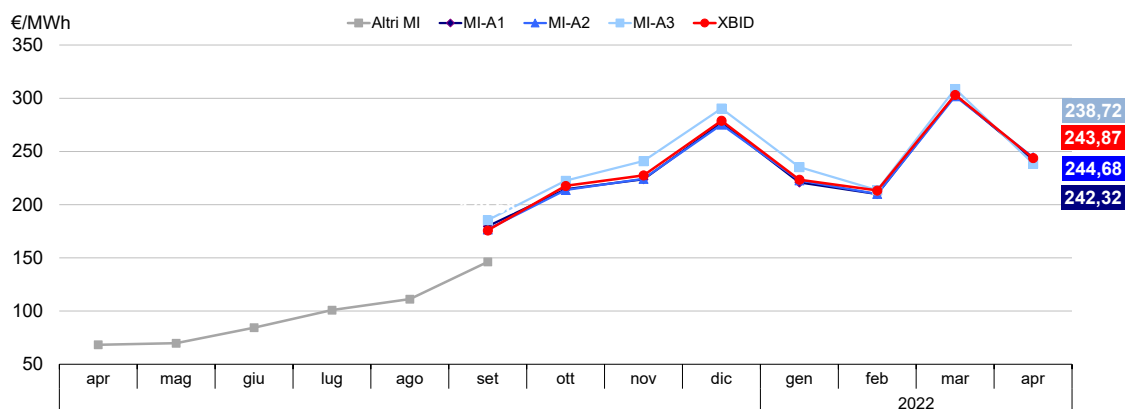


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
Nord	249,85	246,89	249,04 (-0,3%)	251,36 (+0,6%)	244,76 (-0,9%)	246,93 (-1,2%)
Centro Nord	247,91	243,02	247,12 (-0,3%)	249,19 (+0,5%)	243,55 (+0,2%)	252,10 (+1,7%)
Centro Sud	239,79	237,12	237,78 (-0,8%)	239,41 (-0,2%)	233,26 (-1,6%)	238,91 (-0,4%)
Sud	238,00	234,93	236,20 (-0,8%)	237,79 (-0,1%)	232,10 (-1,2%)	238,33 (+0,1%)
Calabria	237,97	234,93	236,20 (-0,7%)	237,79 (-0,1%)	232,10 (-1,2%)	237,50 (-0,2%)
Sicilia	238,61	236,16	236,26 (-1,0%)	238,57 (-0,0%)	232,99 (-1,3%)	235,35 (-1,4%)
Sardegna	239,79	237,12	237,78 (-0,8%)	240,10 (+0,1%)	232,61 (-1,9%)	239,47 (-0,1%)

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

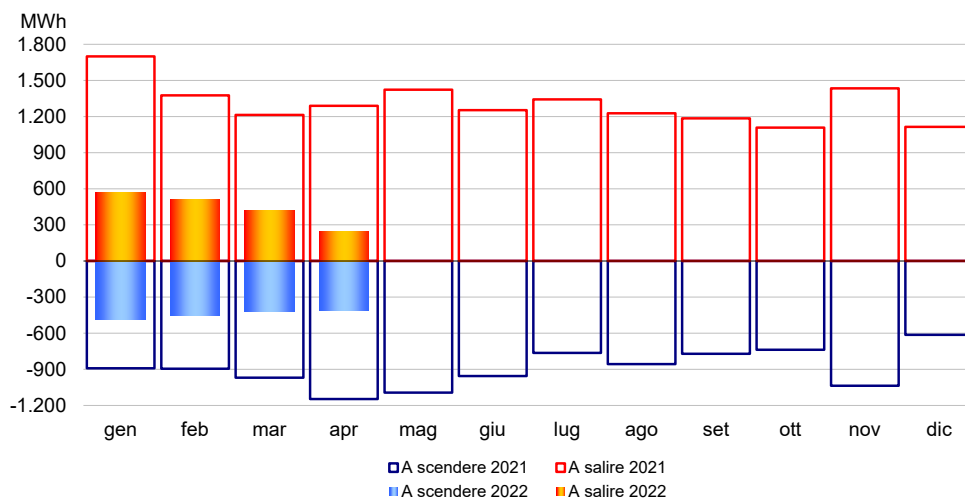
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Prosegue anche ad aprile la progressiva riduzione osservata da dicembre sui volumi del MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire ai minimi di 0,2

TWh (-81,1% sul 2021) e le sue vendite sul mercato a scendere che si attestano a 0,3 TWh (minimo in media oraria da gennaio 2015, -64,1%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si osservano 17 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' relative a 10 giorni del mese (rispettivamente 40 e 27 nel 2021) per volumi pari a 22 GWh

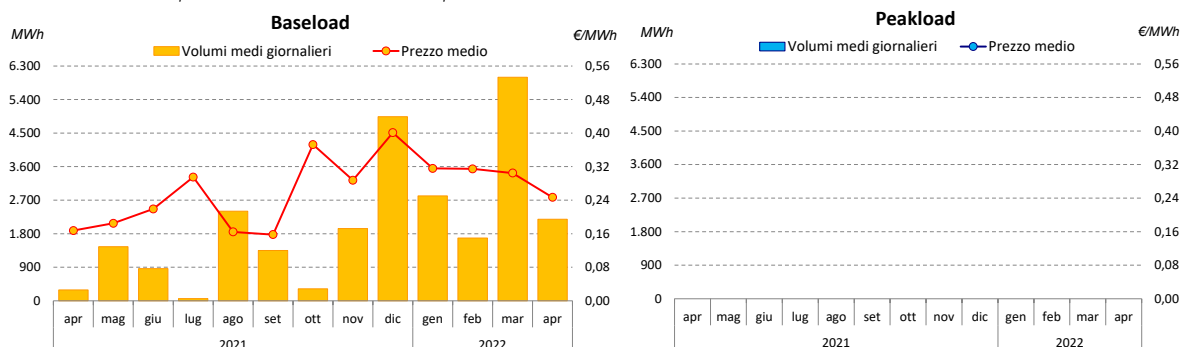
(+14,0 GWh). Gli scambi si realizzano sul prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,25 €/MWh (+0,08 €/MWh) (Figura 3).

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	17 (40)	10/30 27/30	0,25 (0,17)	0,20 (0,11)	0,30 (0,20)	21.888 (7.872)	2.189 (292)
Peakload	- (-)	0/21 0/22	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	17 (40)					21.888 (7.872)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto baseload Maggio 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh e un prezzo di 244,69 €/MWh sul baseload e di 267,26 €/MWh sul peakead (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

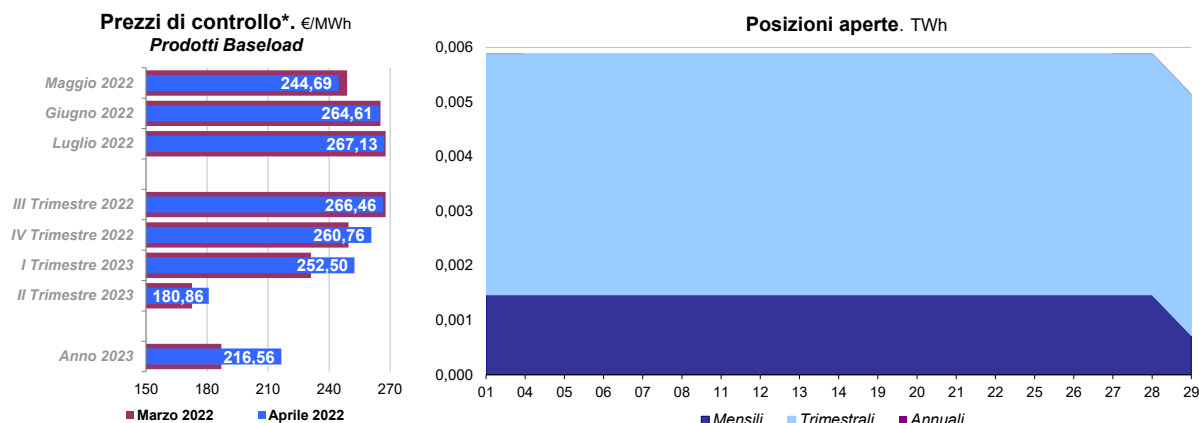
Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						N.	MW
Maggio 2022	244,69	-1,7%	-	-	-	-	-	1	744
Giugno 2022	264,61	-0,3%	-	-	-	-	-	1	720
Luglio 2022	267,13	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2022	246,98	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	266,46	-0,5%	-	-	-	-	-	1	2.208
IV Trimestre 2022	260,76	+4,5%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	252,50	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	180,86	+4,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	216,56	+15,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		5.137
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						N.	MW
Maggio 2022	267,26	-2,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2022	285,10	-1,4%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2022	291,42	-1,4%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2022	261,86	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	287,65	-1,6%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	303,08	+3,3%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	278,78	+8,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	190,05	+1,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	239,03	+14,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		-
TOTALE			-	-	-	-	-		5.137

* 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)

Restano in riduzione annuale le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad aprile, pari a 17,5 TWh (-4,9% e minimo in media oraria da gennaio 2010). Ancora in aumento sul 2021, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,6 TWh (+3,5%) (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate

e posizione netta, sebbene in ripresa rispetto ai minimi registrati nell'ultimo trimestre, resta in riduzione annuale, a 1,64 (-0,15 sul 2021) (Grafico 10). Tornano in calo annuale sia i programmi registrati nei conti in immissione (5,3 TWh, -4,6%) che in quelli in prelievo (7,6 TWh, -10,3%); in crescita, invece, i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,4 TWh, +13,1% e 3,0 TWh, +69,5%).

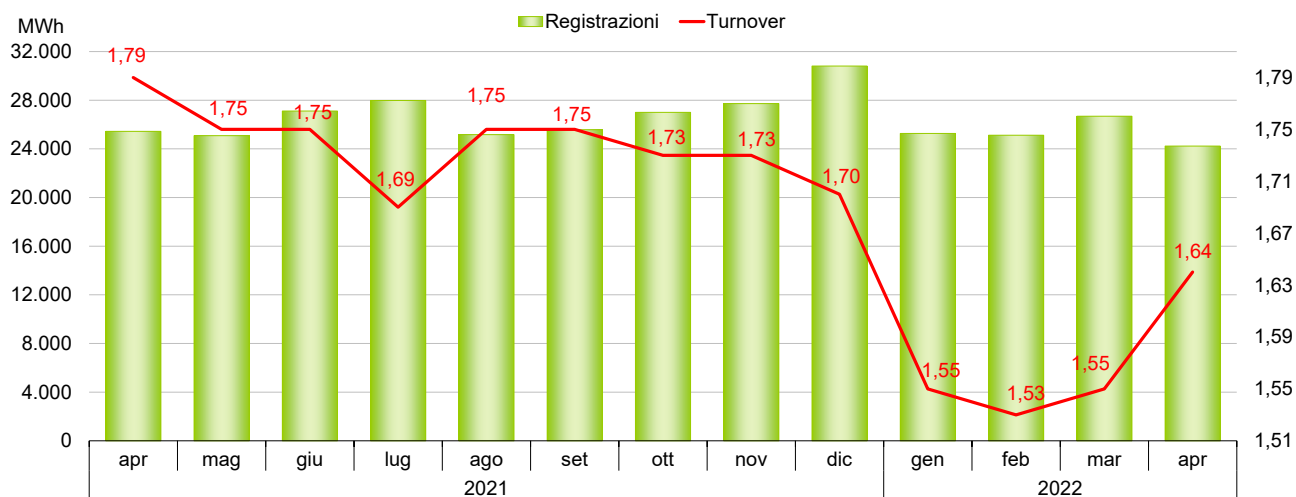
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	4.669.048	- 10,8%	26,7%	Richiesti	7.223.518	+4,9%	7.627.408	-10,4%
Off Peak	166.764	+250,9%	1,0%	Rifiutati	1.933.715	+44,5%	224	-98,0%
Peak	174.828	+165,3%	1,0%	Registrati	5.289.803	-4,6%	7.627.185	-10,3%
Week-end	19	-	0,0%					
Totale Standard	5.010.659	- 6,3%	28,7%	Sbilanciamenti a programma	5.358.461	+13,1%	3.021.080	+69,5%
Totale Non standard	12.437.236	- 4,1%	71,2%	Saldo programmi	74	100%	2.337.455	-20,9%
PCE bilaterali	17.447.895	- 4,7%	99,9%					
MTE	720	- 98,6%	0,0%					
MPEG	21.888	+178,0%	0,1%					
TOTALE PCE	17.470.503	- 4,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	10.648.264	+3,5%						

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di gas naturale in Italia tornano a ridursi su base annua (-13% dai livelli molto elevati del 2021), trainati dalla flessione della domanda nei tre settori di distribuzione, più intensa in quello civile e termoelettrico (-15/-12%), quest'ultimo connotato da una minore domanda, maggiori importazioni di energia elettrica e una ripresa dell'offerta eolica. In riduzione anche le iniezioni negli stoccaggi (-5%). Sul lato delle immissioni risultano in significativo calo annuo solo le importazioni di gas russo (-54%) e i flussi dal rigassificatore GNL di Panigaglia (-56%), mentre in crescita appaiono i volumi di gas in ingresso dall'Algeria (+1,5%), da Passo Gries (+46,3%) e soprattutto da Melendugno via TAP (+73,8%). Scende, infine, la produzione nazionale (-3%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono al massimo storico di 18,2 TWh (+11% su aprile 2021), rappresentativi di una quota sul totale dei consumi pari al 33% (+7 p.p. e anch'essa record assoluto). La crescita

appare trainata dagli scambi su MGP-Gas, sia a negoziazione continua (+15%) sia, soprattutto, in asta (+58%). L'aumento dei volumi contrattati in asta si inserisce nel contesto regolatorio definito dalla Deliberazione 165/2022/R/GAS dell'8 aprile con cui ARERA ha determinato e rimodulato le modalità con cui il Responsabile del Bilanciamento approvvigiona, proprio nell'ambito del comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME, i volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio da iniettare in stoccaggio ai sensi dell'articolo 2 del Decreto 1 aprile 2022.

Con riferimento ai prezzi osservati sui mercati del GME, si registrano livelli ancora molto elevati, ma in calo dal picco di marzo e in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 104 €/MWh; TTF: 103 €/MWh), il cui andamento e volatilità risentono delle tensioni alimentate dal conflitto tra Russia e Ucraina.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia si portano a 5.229 milioni di mc (55,3 TWh), in significativa flessione dai livelli molto elevati del 2021 (-13,4%), ma al terzo posto tra i valori più alti dell'ultimo decennio per il mese in analisi. Il calo interessa in misura più rilevante il settore termoelettrico (1.774 milioni di mc, 18,8 TWh, -12,2%), caratterizzato da una riduzione della domanda elettrica, da una ripresa delle importazioni e dell'offerta eolica, e il settore civile (2.254 milioni di mc, 23,8 TWh, -14,8%). Meno intenso il calo nel comparto industriale (1.087 milioni di mc, 11,5 TWh, -8,1%), secondo livello più basso degli ultimi sette anni per il mese di riferimento, dopo il minimo del 2020. In riduzione, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 114 milioni di mc (1,2 TWh, -40,2% e livello tra i più bassi di sempre).

La minore richiesta di gas è stata assorbita i) dalla contrazione dell'import dal gasdotto russo (12,7 TWh, -54%) che, ai minimi dall'autunno del 2010, riduce la propria quota sul totale importato al 20% (-17 p.p. rispetto ad aprile 2021); ii) dai minori flussi immessi dal rigassificatore GNL di Panigaglia (1,2 TWh, -56%) che, tuttavia, registra una progressiva ripresa nella seconda metà del mese rispetto ai livelli minimi del trimestre precedente; iii) un'ulteriore flessione della produzione nazionale (2,7 TWh, -3%).

L'analisi dell'import per gli altri punti di entrata evidenzia, invece, ancora una significativa crescita su base annua dei flussi a Melendugno (9,3 TWh, +74%) e a Passo Gries (7,3

TWh, +46% dai livelli minimi dell'anno precedente), con una quota sul totale approvvigionato, rispettivamente, pari al 14% (+7 p.p.) e all'11% (+5 p.p.). Torna in aumento anche l'import dai gasdotti nordafricani (22,8 TWh, pari al 35% del gas totale importato).

Relativamente allo stoccaggio, si registrano ad aprile ancora esigue erogazioni dai siti di stoccaggio circoscritte, tuttavia, ai primi giorni del mese. Riprendono, le attività di iniezione caratterizzate da bassi livelli nella prima decade del mese e da una progressiva ripresa nella seconda parte, in un contesto normativo volto a favorire le operazioni di iniezione negli stoccaggi e definito dalla pubblicazione: i) del decreto MiTE del 1° aprile del 2022 che disciplina la modalità di stoccaggio per il periodo contrattuale 2022-2023 ii) della deliberazione dell'ARERA 165/2022/R/gas dell'8 aprile 2022, che prevede, tra le altre, un "premio giacenza" di 5 euro per MWh per chi prenoterà capacità e inietterà gas negli stoccaggi e, a partire dalle aste per il mese di maggio, l'introduzione di contratti per differenza, su cui è stata aperta dall'Autorità una consultazione con gli operatori.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 1.856 milioni di mc (19,6 TWh), in calo del 40% dal livello raggiunto a fine aprile 2021; il rapporto giacenza/spazio conferito su base annuale si attesta al 15,7% (-7,4 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.140	64,9	-12,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.899	20,1	+1,5%
Tarvisio	1.205	12,7	-53,5%
Passo Gries	691	7,3	+46,3%
Gela	254	2,7	+4,8%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	881	9,3	+73,8%
Panigaglia (GNL)	109	1,2	-56,2%
Cavarzere (GNL)	746	7,9	+1,5%
Livorno (GNL)	356	3,8	+7,2%
Produzione Nazionale	252	2,7	-2,7%
Erogazioni da stoccaggi	4	0,0	+2158,3%
TOTALE IMMESSO	6.396	67,6	-11,9%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.115	54,1	-12,5%
Industriale	1.087	11,5	-8,1%
Termoelettrico	1.774	18,8	-12,2%
Reti di distribuzione	2.254	23,8	-14,8%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	114	1,2	-40,2%
TOTALE CONSUMATO	5.229	55,3	-13,4%
Iniezioni negli stoccaggi	1.167	12,4	-4,7%
TOTALE PRELEVATO	6.396	67,6	-11,9%

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

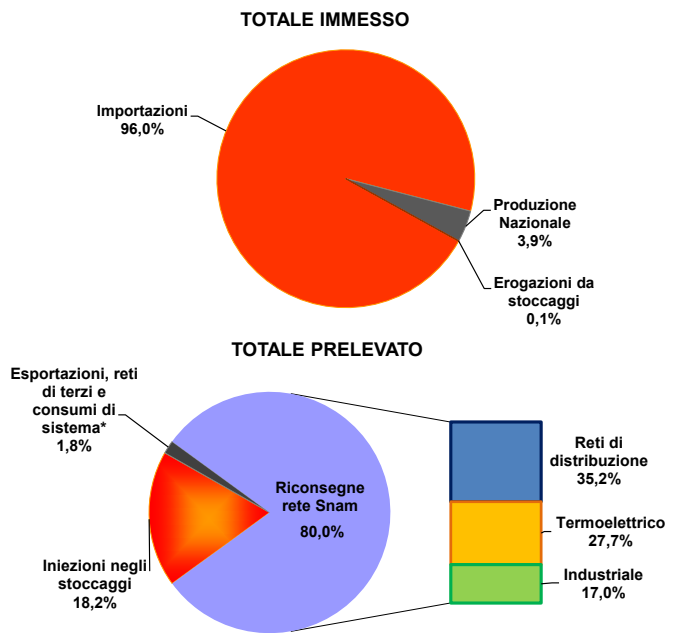
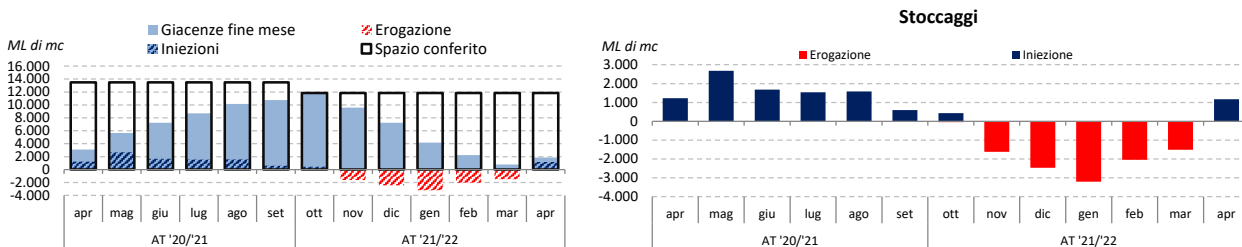


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2022)	1.856	19,6	-40,2%
Erogazione (flusso out)	4	,0	+2158,3%
Iniezione (flusso in)	1.167	12,3	-4,7%
Flusso netto	1.164	12,3	-4,9%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,1%
Giacenza/Spazio conferito	15,7%		-7,4 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni tornano a ridursi su base mensile, pur mantenendosi su livelli molto alti e con un'elevata volatilità. Il riferimento al PSV sale a 104 €/MWh, rincarando di 82 €/MWh su base annua (+367%) e cedendo 21 €/MWh dal massimo storico di marzo (-17%), mentre quello al TTF si porta a 103 €/MWh (rispettivamente +82 €/MWh, -26 €/MWh). Entrambe le quotazioni, caratterizzate da un trend ribassista già da inizio mese, scendono sotto i 100 €/MWh a

metà aprile, mostrando lievi segnali rialzisti negli ultimi giorni in analisi, in concomitanza anche con l'annuncio dello stop delle forniture russe all'Europa tramite i gasdotti passanti per Polonia e Bulgaria. Il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese torna a ridursi a poco più di 1 €/MWh (era -3 €/MWh a marzo), oscillando tra -7 e +7 €/MWh, in virtù della forte variabilità che sta continuando a contraddistinguere l'andamento delle quotazioni.

I MERCATI GESTITI DAL GME

La succitata deliberazione ARERA 165/2022/R/GAS concernente “Disposizioni urgenti per il conferimento della capacità di stoccaggio ai sensi del Decreto del Ministro della Transizione Ecologica 1 aprile 2022, N. 138”, nel tenere conto anche della perdurante volatilità delle condizioni di mercato, ha inoltre previsto che:

- il responsabile del bilanciamento approvvisoriamente i volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio da iniettare in stoccaggio ai sensi dell'articolo 2 del decreto 1 aprile 2022, nell'ambito dell'apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME;
- i prezzi di acquisto e vendita delle offerte del responsabile del bilanciamento nell'ambito del comparto AGS siano poste pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, rispettivamente: i) aumentate di 30 €/MWh ai fini dell'approvvigionamento del gas di sistema per il giorno successivo o per il giorno in corso e di 7 €/MWh ai fini dell'approvvigionamento del gas di sistema per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio da iniettare in stoccaggio ai sensi dell'articolo 2 del decreto 1 aprile 2022; ii) diminuite di 30 €/MWh ovvero, se tale differenza risulta negativa, pari a 0 €/MWh.

All'interno del nuovo contesto normativo gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) aggiornano il massimo storico a 18,2 TWh, in crescita del 41% sul mese precedente e dell'11% su base annua, con una quota sul totale consumato anch'essa su livelli record, pari al 33% (+7 p.p. su aprile 2021).

La crescita appare trainata dai volumi negoziati nei due comparti del mercato day-ahead (14,9 TWh) e, tra questi,

in particolare nel comparto AGS dove, con 9,6 TWh (+58% sul 2021), viene toccato il livello record dei volumi, con una quota pari al 53% del totale negoziato a pronti. La notevole performance di questo segmento risulta trainata dalle movimentazioni di Snam lato acquisto, pari a 9,2 TWh, rappresentativi del 17% della domanda totale di gas di aprile. Significativa, ma meno intensa, la crescita riportata dagli scambi registrati su MGP-Gas a contrattazione continua (5,3 TWh, +15,3%), con un peso nel mercato a pronti del 29%.

Le negoziazioni nei due comparti del mercato intraday si attestano, invece, a 2,9 TWh, di questi 2,8 TWh scambiati a contrattazione continua (-40% sul 2021), ai minimi degli ultimi nove mesi. In calo sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,7 TWh, -32%), solo lato acquisto (0,1 TWh, -89%), che gli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,0 TWh, -43%), livello più basso da circa due anni.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,4 TWh, in flessione del 18% su aprile 2021, per effetto soprattutto delle ridotte contrattazioni tra operatori terzi (0,09 TWh, -73%), mentre continuano a crescere le movimentazioni effettuate da Snam esclusivamente con finalità di bilanciamento (0,3 TWh, +119% su base annua).

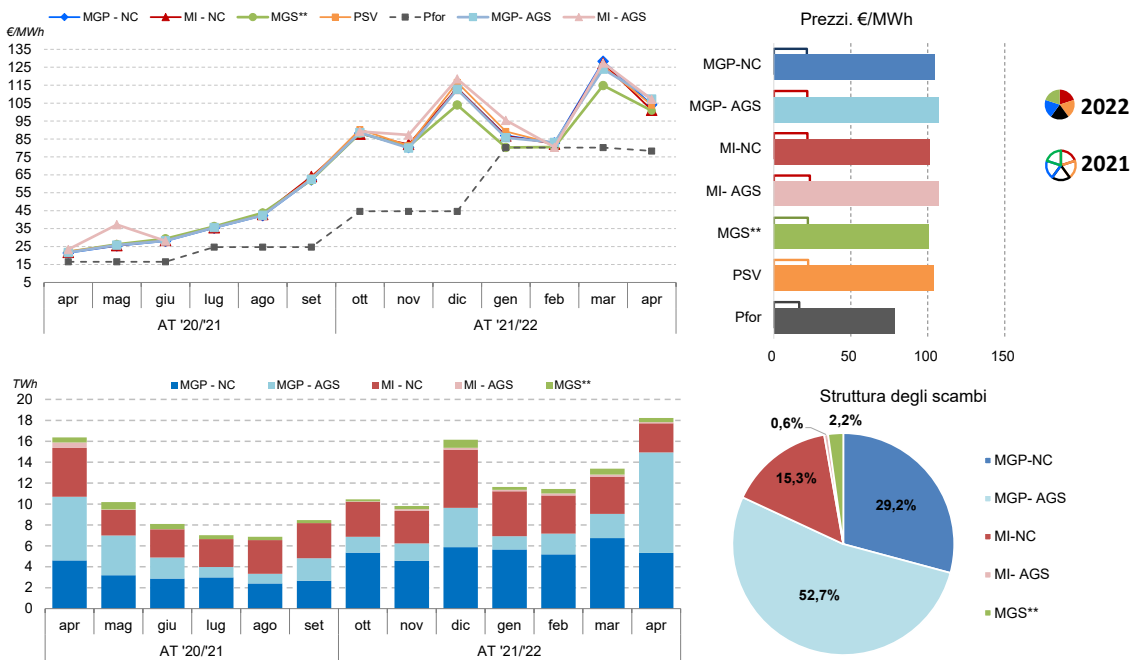
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti variano tra 100 €/MWh di MGS e 107 €/MWh del comparto ad asta di MGP-Gas, ovunque in calo su base mensile ed in rialzo su base annua, seguendo le dinamiche dei prezzi sui principali hub europei. Rispetto ai mesi precedenti si osserva una crescente variabilità e, nella seconda metà del mese, un maggiore scollamento dei prezzi tra i vari mercati, con quotazioni tendenzialmente più alte nel comparto day-ahead AGS e più basse su MI-Gas a negoziazione continua, con uno spread tra i due che supera i 20 €/MWh. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
Negoziazione continua	104,15	(21,44)	+385,8%	80,00	130,00	5.320.296	(4.613.232)	+15,3%
Comparto AGS	107,29	(21,69)	+394,7%	92,80	123,47	9.614.712	(6.083.640)	+58,0%
<i>MI</i>								
Negoziazione continua	101,11	(21,85)	+362,8%	65,00	130,00	2.790.456	(4.673.688)	-40,3%
Comparto AGS	107,13	(23,39)	+358,1%	95,80	120,00	103.704	(513.744)	-79,8%
<i>MGS**</i>								
Stogit	100,77	(22,07)	+356,7%	80,50	114,98	400.765	(490.069)	-18,2%
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

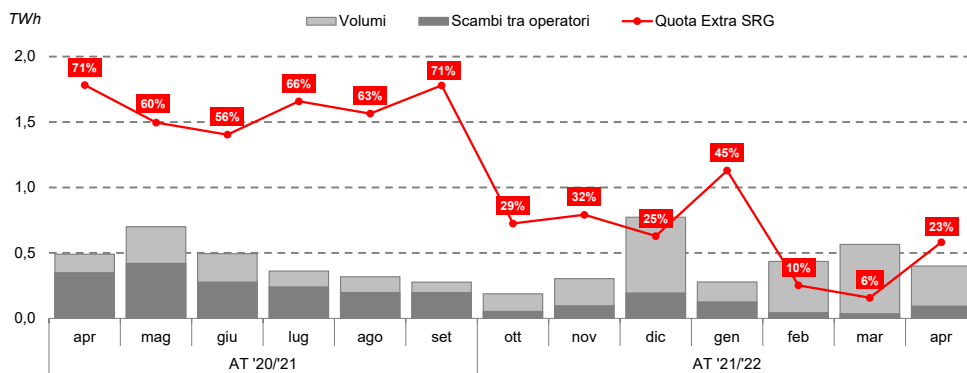
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	400.765	(490.069)	400.765	(490.069)	-	(-)	-	(-)
SRG	9.567	(24.153)	297.963	(116.443)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	9.567	(24.153)	297.963	(116.443)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	391.198	(465.916)	102.802	(373.627)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



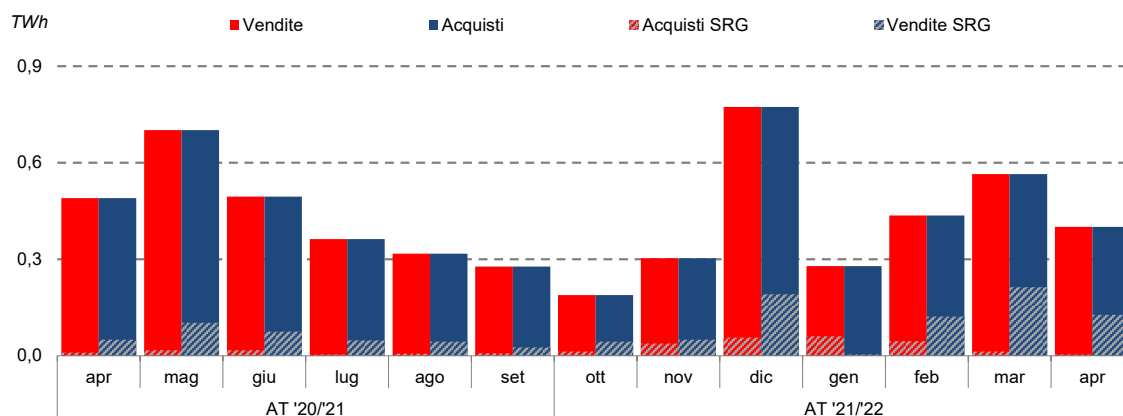


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-04	-	-	109,46	-7,2%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-05	-	-	96,29	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-05	-	-	96,43	-5,7%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-06	-	-	101,10	-2,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-07	-	-	99,63	-2,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-08	-	-	102,56	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	88,28	-16,1%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	98,68	-7,5%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	96,24	-2,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	85,78	-17,6%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	68,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	72,12	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	79,28	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-	-	-	-	-	-

*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

■ In un contesto internazionale ancora incerto, le quotazioni di tutte le commodities energetiche si confermano su livelli molto elevati e inferiori, nell'ultimo decennio, solo ai record di marzo.

Le quotazioni del Brent (104,85 \$/bbl, -14%) e dell'olio combustibile (780,05 \$/MT, -4%) segnano la prima flessione mensile da inizio anno pur continuando ad attestarsi sui livelli più alti dell'ultimo decennio (+63/+70% sul 2021). Segnano, invece, una ulteriore crescita quelle del gasolio (1.109,14 \$/MT, +1%), che a fine mese tornano a superare i 1.200 \$/MT. In calo dal massimo storico di marzo, anche il prezzo del carbone (303,83 \$/MT, -11%, +332% sul 2021), che tuttavia appare in progressiva crescita, mantenendosi sui 320/330 \$/

MT in tutta la seconda parte del mese. I mercati a termine quotano attorno agli attuali livelli spot i prezzi futures del Brent e del carbone relativi ai prossimi mesi, rivedendoli lievemente al ribasso.

Il tasso di cambio euro/dollaro (1,08 €/€) risulta ancora in flessione sia su base mensile che annuale (rispettivamente -2% e -9%), non alterando sostanzialmente, nella loro conversione in euro, le variazioni delle quotazioni di greggio, prodotti petroliferi e carbone.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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	104,85	-14%	63%	104,62	105,24	-6%	106,19	-3%	105,38	0%	91,50	4%
Olio Combustibile	USD/MT	780,05	-4%	70%									
Gasolio	USD/MT	1109,14	1%	119%	1.060,75	1.087,77	6%	1.040,30	7%	999,00	7%	834,22	6%
Carbone	USD/MT	303,83	-11%	332%	276,00	298,41	-6%	299,33	4%			222,12	10%

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	96,86	-13%	80%			-		-		-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	720,52	-2%	88%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	1025,23	3%	142%			-		-		-		-
Carbone	EUR/MT	280,87	-9%	378%			-		-		-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	-2%	-9%	1,11	1,08	-	1,08	-	1,08	-	1,11	-

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

Fonte: Refinitiv

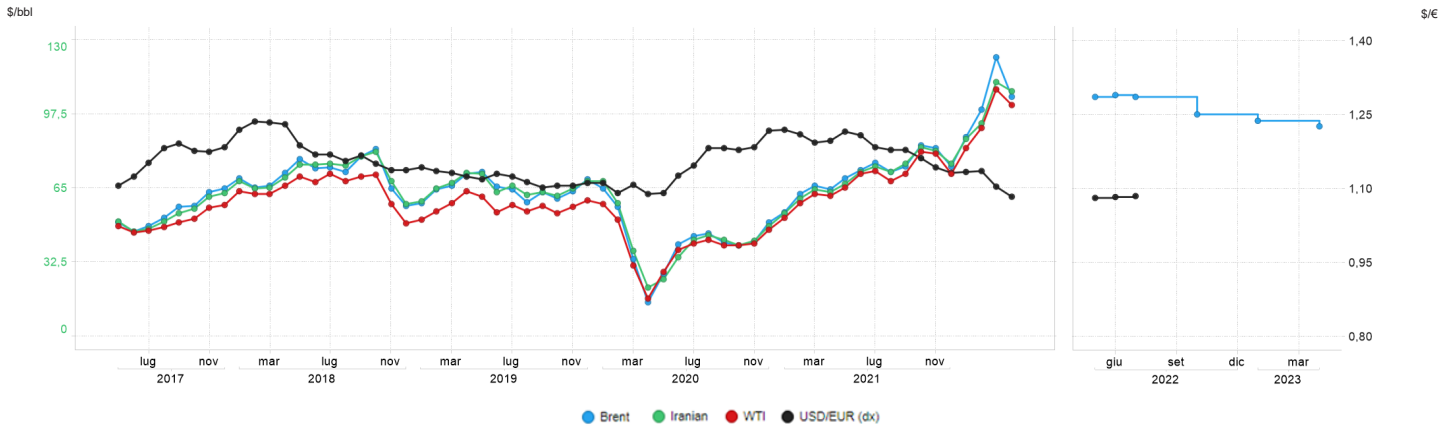


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

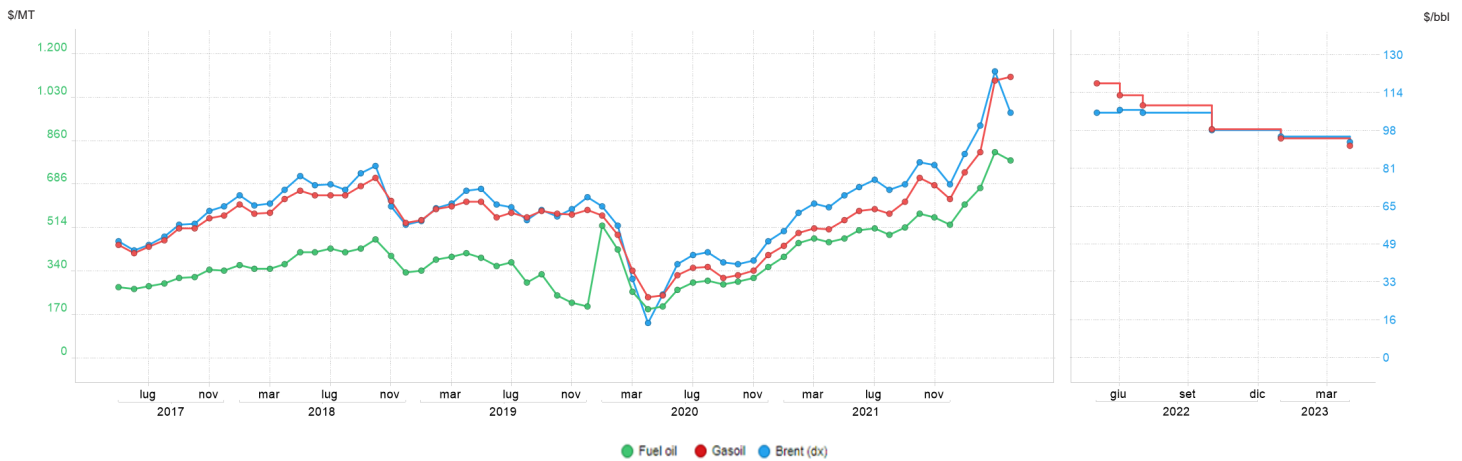
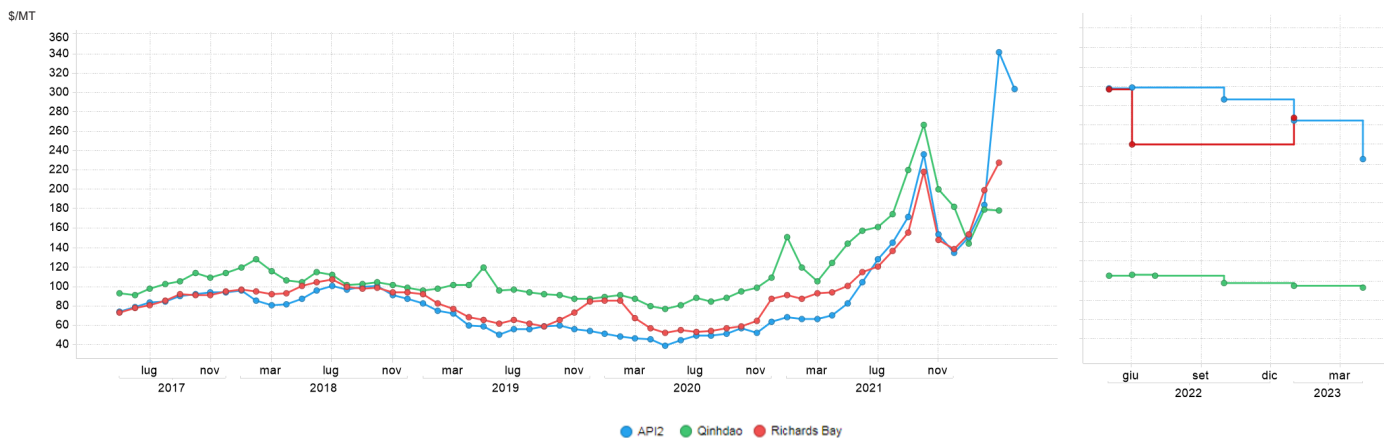


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



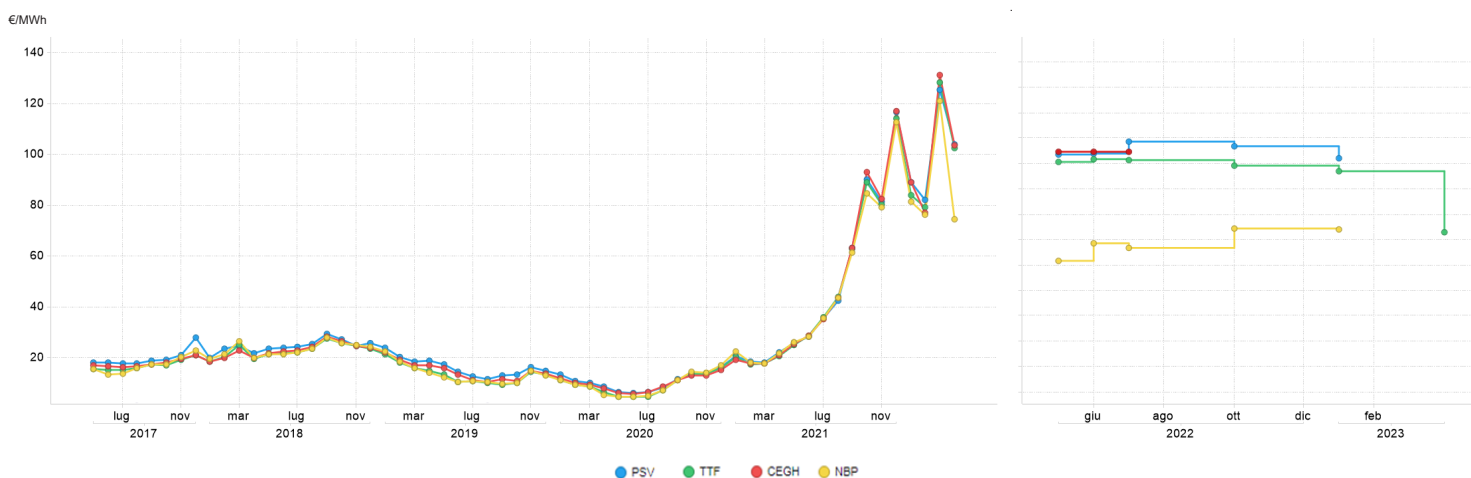
Prosegue altalenante, come da fine 2021, la dinamica delle quotazioni del gas sui principali hub europei, che tornano ovunque in flessione rispetto ai massimi storici di marzo, attestandosi a 103,96 €/MWh sul PSV (-17%, +367% sul 2021) e a 102,71 €/MWh sul TTF (-20% e +396%). Entrambi si riducono progressivamente nella prima decade del mese, dopo i valori molto elevati di

marzo, tornando volatili nel resto del mese, quando appare più variabile anche il segno e l'intensità dello spread tra i due riferimenti (+1,3 €/MWh, era -2,9 €/MWh a marzo e +1,6 €/MWh nel 2021). Anche nel caso del gas naturale, le quotazioni futures relative ai prossimi mesi non appaiono troppo distanti dagli attuali livelli spot, con uno spread atteso PSV-TTF ancora positivo.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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	103,96	-17%	367%	125,30	103,43	-7%	103,90	-4%	108,61		82,31	14%
TTF	NL	102,71	-20%	396%	122,00	100,54	-23%	101,69	-21%	101,34		78,42	8%
CEGH	AT	103,77	-21%	394%	119,90	104,61	-21%	104,83	-19%	104,75			
NBP	UK	74,63	-38%	243%	86,97	61,47	-42%	68,74	-23%	66,64			



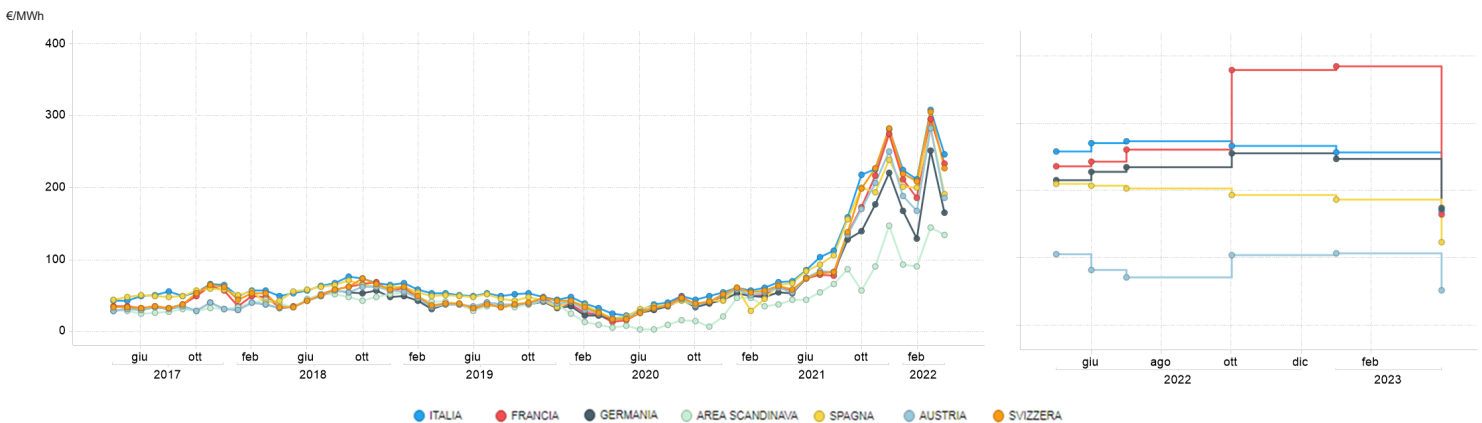
La flessione mensile del costo dei combustibili si riflette in un'analogica dinamica delle quotazioni sui mercati elettrici, comunque inferiori solo ai livelli di marzo e dicembre 2021 (-8/-34% sul mese e +195%/+269% sul 2021). Il Pun italiano resta il più alto (246 €/MWh), seguito dalle quotazioni di Francia (233 €/MWh) e Svizzera (227 €/MWh), mentre tornano sotto i 200

€/MWh i prezzi in Spagna, Austria e Germania. Si confermano inferiori, invece, i prezzi nell'Area scandinava (134 €/MWh). I mercati elettrici futures indicano quotazioni più elevate degli attuali livelli spot per i prossimi mesi, rivedendole al rialzo per l'Italia e al ribasso per Francia e Germania, con un aumento dello spread atteso IT-FR e un calo di quello FR-DE.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine¹. 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	245,97	-20%	256%	255,70	259,08	6%	271,21	0%	273,79	2%	206,92	14%
FRANCIA	233,10	-21%	269%	311,27	236,65	-21%	243,85	-19%	261,74		233,79	17%
GERMANIA	165,73	-34%	209%	233,09	216,41	-24%	228,48	-21%	235,46		196,51	17%
AREA SCANDINAVA	133,80	-8%	253%	142,00	105,42	12%	82,46	25%	70,96		62,59	25%
SPAGNA	191,52	-32%	195%	263,38	210,88	-25%	207,02	-26%	203,06		139,91	-1%
AUSTRIA	186,22	-34%	210%									
SVIZZERA	227,49	-26%	258%									

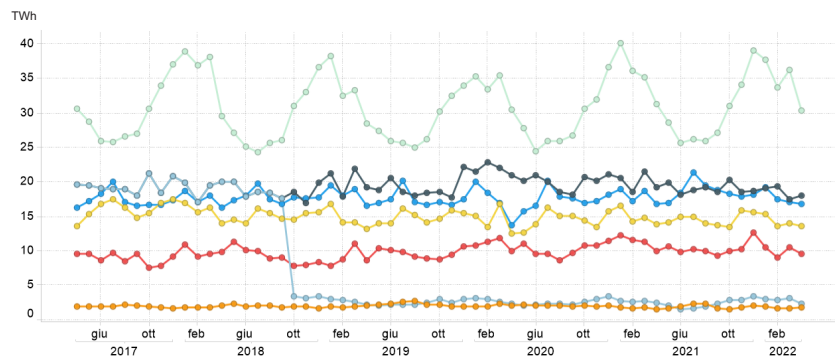


Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, (16,9 TWh), si osserva una generale riduzione degli scambi, ad eccezione dell'Italia dove le negoziazioni risultano stabili (16,9 TWh), più intensa in Germania (18,1 TWh, -6%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,9	2%	0%
FRANCIA	9,7	-6%	-3%
GERMANIA	18,1	7%	-6%
AREA SCANDINAVA	30,4	-14%	-3%
SPAGNA	13,6	0%	-2%
AUSTRIA	2,4	-21%	-2%
SVIZZERA	1,8	11%	13%



* 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.

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) ad aprile il prezzo medio rimane stabile a 260,08 €/tep, a fronte di un lieve calo dei volumi (-2%). In crescita, invece, sia i prezzi che gli scambi sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), nel primo mese di contrattazione delle garanzie riferite all'anno di

produzione 2022, il prezzo medio sale a 1,87 €/MWh (+155%), mentre le quotazioni bilaterali scendono a 0,03 €/MWh (-92%), in corrispondenza di scambi modesti sia sul mercato che sulla piattaforma bilaterale (-99%). Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE ad aprile risulta stabile rispetto al mese precedente a 260,08 €/tep. Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media cresce a 198,12 €/tep (+39,5%), riducendo lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 62 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 4,18 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 77% (+21 p.p. su marzo). In crescita al 58% (+53 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (255,10-262,00 €/tep). I

titoli negoziati calano lievemente sul MTEE, dove si attestano a circa 99 mila tep (-2% su marzo), con la liquidità del mercato in calo all'85% (-7 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di una crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale a 16,9 mila tep (+107% su marzo). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.679.525 tep, in aumento di 47.588 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.767.103 tep, in crescita di 47.458 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	260,08	+0,0%	255,10	262,00	99.012	-2,0%	25,75	-1,9%	2.506	+1516,8%	2,5%	+2,4 p.p.	4	+0
Bilaterali	198,12	+39,5%	0,00	261,75	16.921	+107,0%	3,35	+188,8%						
con prezzo >1	255,90	+1,5%	10,00	261,75	13.100	+184,4%	3,35	+188,8%						
Totale	251,04	-0,0%	0,00	262,00	115.933	+6,2%	29,10	+6,2%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

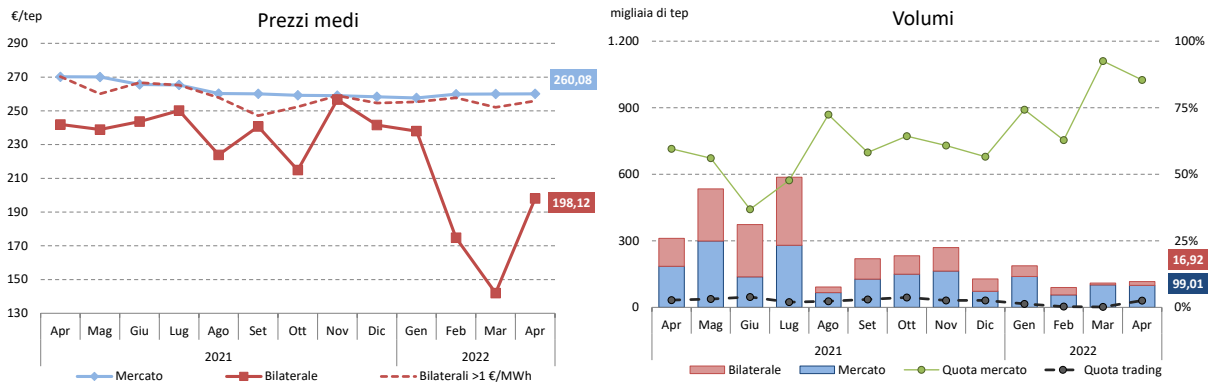


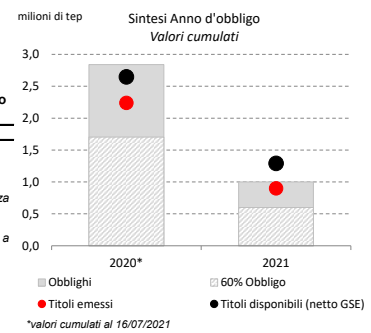
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
36	259,36	1.025.397	397.978	256,24	339.743	250,00	2.767.103	66.679.525	1.476.850	

*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.

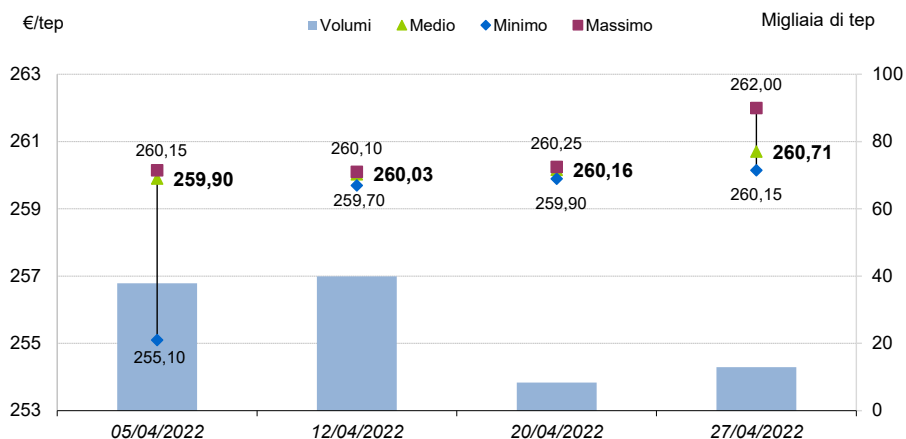


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 260 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente pari a 1,91 €/tep, in crescita rispetto a quanto rilevato lo scorso marzo, con un

picco nella giornata del 5 aprile a 5 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano pari circa a 24,8 mila tep, con un massimo di 39,9 mila tep raggiunto nella sessione del 12 aprile.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di aprile, il primo per la contrattazione delle garanzie riferite all'anno di produzione 2022, il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, si attesta a 1,87 €/MWh (+155% rispetto all'ultima sessione del precedente periodo di riferimento), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,03 €/MWh (-92,3%), con il loro differenziale in crescita a 1,84 €/MWh. Sul MGO il prezzo delle due tipologie scambiate, Altro e Idroelettrico, risulta allineato a 1,9 €/MWh, entrambe in aumento rispetto a

marzo. Sulla PBGO, invece, sono tre le categorie registrate, due delle quali (Solare ed Eolico) a prezzi nulli, mentre risulta pari a 0,33 €/MWh la quotazione per le garanzie Idroelettrico (-31% su marzo).

Come accaduto anche ad aprile 2021, i volumi negoziati risentono del breve periodo di emissione delle garanzie, scendendo a 35 mila MWh sul mercato (-76% rispetto al mese precedente) e a circa 135 mila MWh sulla piattaforma bilaterale (-99,6% su marzo).

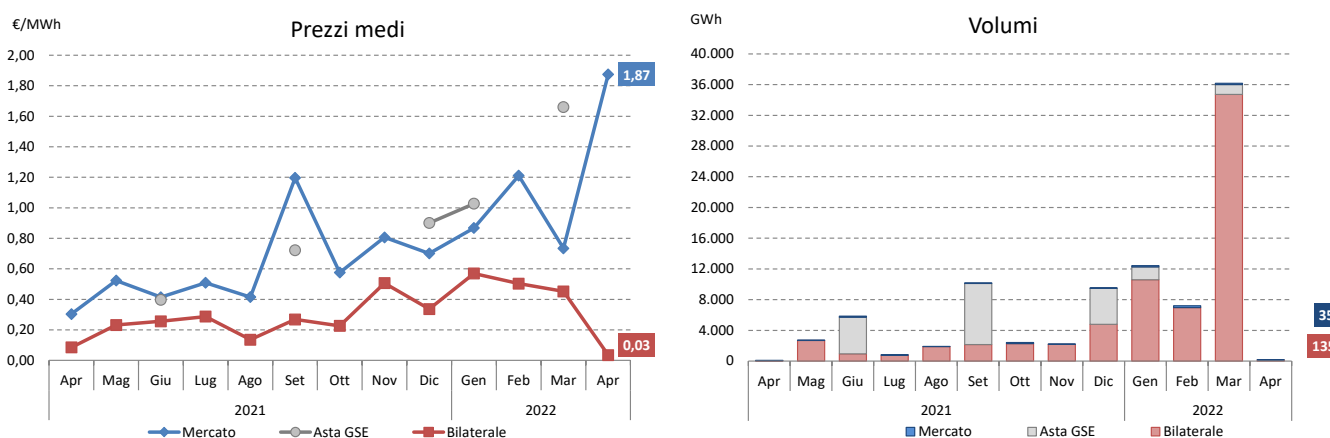
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,87	+155,3%	1,80	1,90	35.389	-76,2%	66.350	-39,3%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,03	-92,3%	0,00	1,50	134.659	-99,6%	4.681	-100,0%
	0,33	-31,4%	0,20	1,50	14.214	-100,0%	4.681	-100,0%
Totale	0,42	-7,9%	0,00	1,90	170.048	-99,5%	71.030	-99,6%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

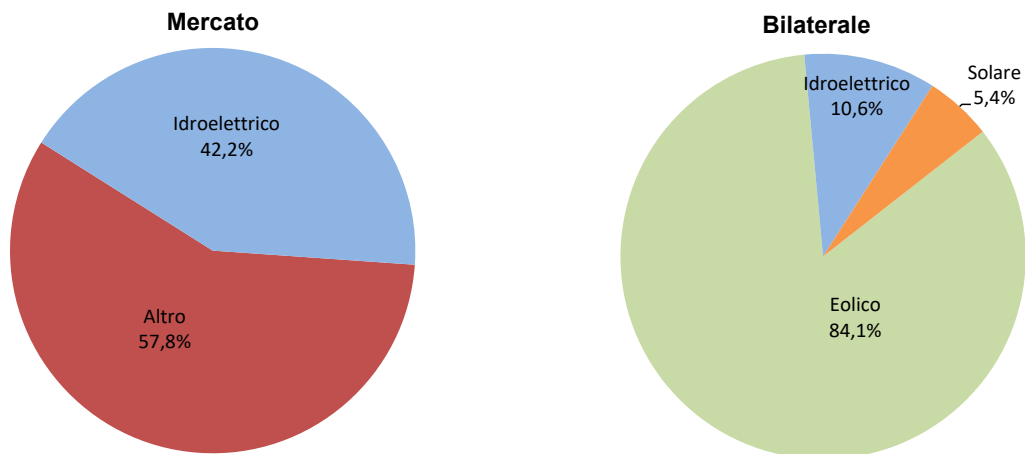


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia

una predominanza della tipologia Altro sul mercato (58%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (84%).

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

Fonte: dati GME



LO STATO DELL'ARTE DEL SETTORE NUCLEARE IN EUROPA

di Francesco Sassi - RIE

(continua dalla prima)

Il nucleare: un'opzione per accelerare la transizione nella crisi attuale?

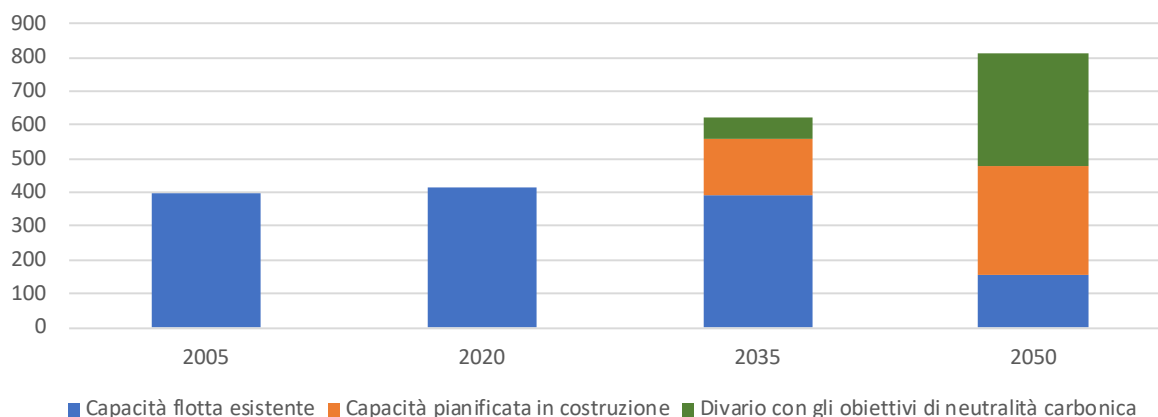
Diventa quindi fondamentale la comprensione dell'evoluzione del settore nucleare, non solo nel suo apporto a garantire la sicurezza energetica dei paesi che già oggi hanno nella propria disponibilità centrali attive, ma anche per il ruolo che il nucleare è chiamato ad avere nel supportare politiche di transizione laddove lo stesso è solamente agli albori della propria introduzione dei sistemi energetici. Se si guarda infatti all'esperienza nelle economie avanzate, il nucleare ha ricoperto la funzione di principale fonte a basso impatto carbonico negli ultimi trenta anni, sopravanzando l'idroelettrico e costituendo una ragguardevole alternativa agli idrocarburi.

Nel contesto contemporaneo di crisi strutturale dei mercati, accentuata dalle turbolenze internazionali scaturite dal conflitto fra Ucraina e Russia e l'impennata dei prezzi delle commodities a livello globale, il nucleare tende ad assumere una nuova centralità nelle politiche nazionali per rafforzare la sicurezza energetica che va al di là dell'appoggio alle diversificate strategie di transizione adottate dai singoli stati. Al nucleare spetta infatti un molteplice ruolo nel garantire la sicurezza elettrica, offrendo un supporto all'intermittenza nell'approvvigionamento delle rinnovabili e garantendo così la stabilità della rete elettrica durante i picchi di consumo⁴. Un rimbalzo significativo si è tenuto nel 2021, quando la

generazione elettrica da nucleare ha visto una crescita del 3,5%, recuperando parte consistente delle perdite del 2020. In Cina, il nucleare ha registrato l'incremento maggiore, attorno all'11%. Nel complesso del biennio 2020-2021, seriamente impattato dalla crisi pandemica prima e dal recupero delle economie mondiali poi, il nucleare cinese incrementato del 16%, sostanzialmente triplicando i ritmi di crescita a livello globale. La stessa AIE prevede un aumento medio nel triennio 2022-2024 della generazione nucleare all'1%, ricoprendo il 4% della crescita globale della domanda di generazione elettrica⁵.

Sempre la Cina e la Russia guidano la costruzione di nuove centrali e la connessione di nuovi progetti alla propria rete di distribuzione. Nella sola Cina si ubicano oltre il 20% dei nuovi progetti in costruzione, dando alla superpotenza orientale un'influenza preponderante allo sviluppo futuro dell'intero settore. Per concretizzare il traguardo di neutralità carbonica, secondo l'AIE saranno necessari 20GW di nuova capacità annuale immessa dal 2020 al 2050. La media nel triennio 2018-2020 è stata invece di 7,73 GW, pari a poco più del 35% degli obiettivi suggeriti. Per avere un riferimento utile a paragone è sufficiente ricordare che prima dell'incidente della centrale giapponese di Fukushima, nel marzo 2011, in un anno solo venivano iniziati i lavori per la costruzione di circa 17GW di nuova capacità⁶.

Capacità da fonte nucleare nel 'Net Zero Scenario' AIE 2005-2050



(continua)

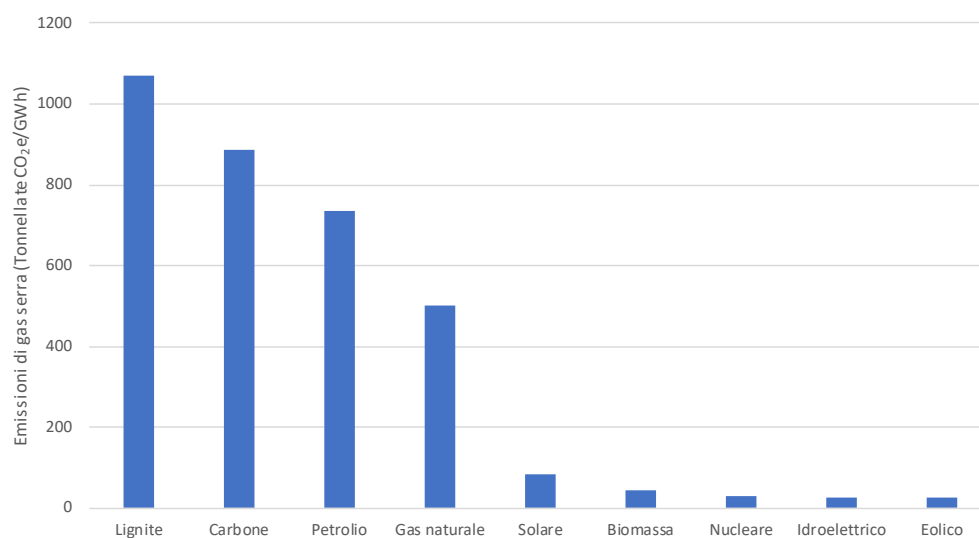
Il nucleare in Europa: fra tassonomia e nuovi investimenti

Il gruppo tecnico d'esperti (GTE) europeo chiamato a giudicare il comparto nucleare in base al proprio allineamento con gli obiettivi del Green Deal e di transizione energetica ha dichiarato il nucleare come compatibile con le delibere in tema energetico e ambientale di Bruxelles. Il GTE ha anche specificato che non vi sono potenziali e significative problematiche per lo smaltimento di scorie radioattive. Una volta esaminato l'impatto su ambiente e salute pubblica del comparto nucleare nella generazione elettrica, le emissioni lungo tutto il ciclo di vita sono ritenute compatibili con i valori e le caratteristiche dell'energia idroelettrica e dell'eolico. Nello specifico, il rapporto indica che i valori di NOx - SO2, PM e NMVOC sono addirittura comparabili o migliori a quelli delle catene di valore di solare ed eolico, mentre lo stesso vale per i potenziali di acidificazione ed eutrofizzazione, tossicità di acque, deplezione dell'ozono e POCP. Il consumo di suolo rimane contenuto, al pari di quello degli impianti a gas, e marcatamente più contenuto di eolico e solare⁷. Allo stesso

tempo, il GTE ha concluso che il futuro del nucleare in Europa è strettamente legato a:

- Una solida politica regolatoria riguardante sicurezza e impatti ambientali degli impianti e l'utilizzo di appropriate tecnologie a costi ragionevoli per la prevenzione e/o mitigazione dei rischi correlati;
- Il rispetto delle regolamentazioni internazionali in tema di sicurezza e smaltimento del materiale radioattivo, senza pesare sulle generazioni future;
- Il mantenimento di un basso impatto ambientale dell'intero settore, comparato ad altre tecnologie per la generazione di elettricità (come le fonti fossili), incluse le operazioni di scavo e riprocessamento del combustibile nucleare esaurito;
- Il controllo di consumo e inquinamento di corpi idrici, visto l'elevato utilizzo di acqua previsto nelle operazioni di raffreddamento dei reattori. A questo si aggiunge lo scarico delle acque che comporta un elevato rischio di inquinamento termico e il consumo di risorse idriche per i continui cicli termici dei processi energetici e raffreddamento.

Intensità delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle tecnologie per la generazione elettrica



Fonte: RIE su dati Joint Research Centre

Non è quindi un caso che lo stesso Green Deal europeo, al cui centro vi è il conseguimento della neutralità carbonica entro il 2050 e la protezione, conservazione e miglioramento del capitale naturale e biodiversità dell'UE, supporti l'inclusione del nucleare nella Tassonomia Europea. Approvato di recente, il documento ha l'intento esplicito di orientare gli investimenti verso tecnologie e business maggiormente sostenibili, mobilitando capitali privati nel supportare gli obiettivi climatici ed energetici europei. L'inclusione è legata altresì al rispetto di standard di sicurezza, inclusa una dettagliata legislazione relativa alla gestione, smaltimento di

rifiuti radioattivi e obblighi di informativa particolarmente⁸. Lo stesso Complementary Climate Delegated Act della Commissione intende: avanzare le tecnologie con un ciclo del combustibile nucleare chiuso (4° generazione) incentivando la ricerca e l'innovazione verso tecnologie future in termini di sicurezza e minimizzazione dei rifiuti; supportare nuovi impianti nucleari che utilizzino le migliori tecnologie disponibili (3° generazione) finalizzati entro il 2045; permettere modifiche e miglioramenti alle installazioni nucleari ad oggi costruite e volte all'estensione del ciclo di vita, riconosciuti come idonei sino al 2040.

(continua)

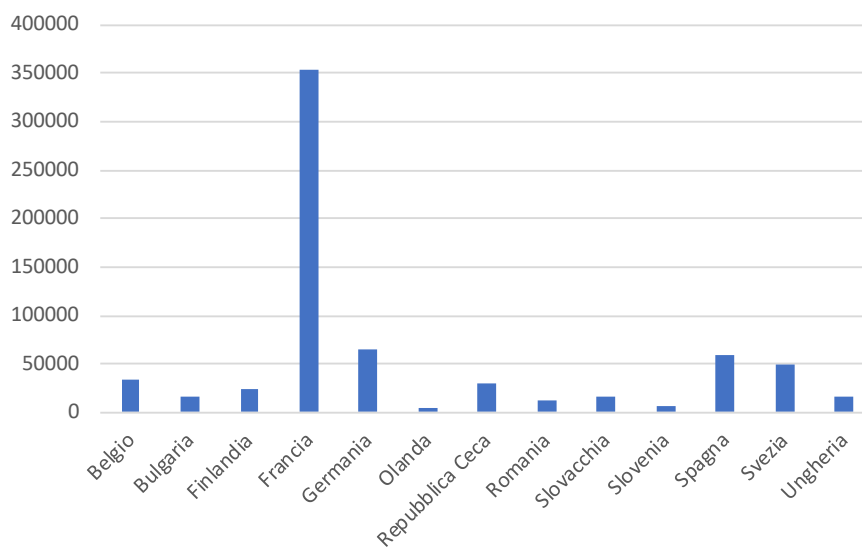
Lo stato dell'arte del nucleare nei principali mercati europei

In Francia il nucleare vive un momento di rinascita proprio grazie alla rielezione alla presidenza di Emmanuel Macron. Nelle intenzioni del neoeletto presidente, il cosiddetto Rinascimento Nucleare francese vedrà fino a 6 nuovi reattori di tipo EPR2 realizzati entro il 2036 e fino a 14 entro il 2050 per garantire "l'indipendenza energetica del paese". A questa farà da contraltare la messa a terra di oltre 100 GW di energia solare, 40 GW di eolico offshore e il raddoppiamento della disponibilità attuale di eolico onshore⁹. Nonostante gli annunci, al momento, comunque, il nucleare francese produce la quantità minore di energia nucleare negli ultimi 2 anni. Manutenzioni estensive e controlli di sicurezza forzati su circa la metà dei reattori della flotta nucleare esistente stanno infatti comportando alti costi per la generazione elettrica, oltremodo dipendente proprio dalla disponibilità di energia nucleare¹⁰.

Il governo tedesco, dopo un iniziale tentennamento in seguito allo scatenarsi della guerra in Ucraina, ha confermato l'intenzione di terminare l'operatività dei suoi tre impianti oggi attivi (erano undici nel 2011), decidendo altresì per la costruzione di nuovi rigassificatori nel nord del paese nel

giro di pochi anni¹¹. Uno studio commissionato da Berlino ha evidenziato come un eventuale prolungamento del loro funzionamento porrebbe problematiche legali e burocratiche di non poco conto, vista anche l'assenza, nel corso dell'ultimo decennio, di controlli di routine sulla sicurezza degli impianti previsti in caso di continua operatività futura. Una mancanza dettata dalla medesima e prossima chiusura delle centrali. La mancanza di personale formato e potenziali insufficienze nelle scorte di combustibile sono ulteriori fattori che hanno spinto la Germania a confermare il proprio stop¹². Il Belgio ha deciso di prolungare di dieci anni il funzionamento dei due reattori, sostanzialmente annullando la decisione assunta anni fa di un completo phase-out del nucleare entro il 2025. Davanti ad un "contesto geopolitico caotico", il governo belga ha avviato una discussione con la Commissione Europea, spingendo anche per un'accelerazione del processo di transizione energetica attraverso fonti alternative, incluso l'idrogeno¹³. L'AIE ha però rilevato come la strategia energetica belga sia al momento insufficiente per delineare un chiaro percorso di transizione verso la neutralità carbonica entro il 2050. Allo stesso modo, questo rende necessaria la continuità degli impianti nucleari. In alternativa, il rischio per Bruxelles sarebbe di divenire ulteriormente dipendente dall'importazione di idrocarburi¹⁴.

Produzione di energia nucleare nell'Unione Europea (2020) in GWh



La Spagna, uno dei mercati principali in Europa, la generazione nucleare è in costante declino e secondo il Piano Energetico e Climatico Nazionale 2021-2030, il decommissionamento completo dei 7 reattori attivi avverrà nel periodo fra il 2027 e il 2035 mentre la generazione nucleare nel mix passerà dal 22,5% del 2020 al 7,8% nel 2030. A questo obiettivo si pongono in parallelo quello del phase out del carbone entro il 2025 e quello degli impianti a petrolio entro il 2030, compensati dalla generazione attraverso fonti rinnovabili¹⁵. Madrid ha però reso noto che non intende ritornare sui suoi passi e la chiusura procederà secondo i piani già stabiliti.

Pare dunque che non vi sia in corso alcun cambiamento nella strategia spagnola in conseguenza alla crisi attuale e la destabilizzazione dei mercati, causata anche dal conflitto in Europa orientale¹⁶.

Polonia e Repubblica Ceca, la prima senza alcun impianto attivo e la seconda con 6 reattori VVER-440 operativi sin dagli anni '80, sono uno dei mercati più interessanti dal punto di vista dell'espansione del nucleare in Europa. Il governo di Varsavia ha sottoposto all'AIE un report sull'impatto ambientale per la costruzione del proprio primo reattore, con una capacità fino a 3750MW, nella provincia della Pomerania.

L'impianto, la cui ultimazione è prevista per il 2033, sarà il primo di una flotta che dovrebbe entrare in funzione entro il 2040-43 per un investimento totale di 22,5 miliardi di euro e di fondamentale importanza per l'abbandono del carbone, la fonte principale di elettricità oggi nel paese¹⁷. Compagnie americane, francesi e sudcoreane sono oggi in lizza per realizzare l'intera flotta nucleare polacca¹⁸. Lo scorso ottobre Praga ha introdotto per legge un provvedimento che sostiene la costruzione di nuovi impianti attraverso una vendita continuativa a prezzi vantaggiosi per i produttori di energia da nucleare¹⁹. Questa operazione è vista come necessaria per terminare la dipendenza dal carbone entro il 2038 e non creare eccessive dipendenze energetiche da fonti importate. Allo stesso modo, la compagnia di stato CEZ ha recentemente selezionato Westinghouse e Framatome per il rifornimento di combustibile nucleare per l'impianto di Temelin, escludendo la compagnia russa TVEL che oggi fornisce il combustibile per "minimizzare i rischi di un'interruzione delle forniture"²⁰. In Scandinavia, sia Svezia che Finlandia stanno ravvivando la loro strategia nucleare. Se oggi Stoccolma può contare su sei reattori funzionanti e punta alla completa decarbonizzazione del proprio sistema energetico entro il 2040, il governo non ha però esplicitamente chiarito le intenzioni future sui reattori esistenti.

Sono potenzialmente costruibili nel paese fino a dieci reattori, utilizzando i siti già esistenti in funzione, e un phase-out possibile viene ripetuto nella strategia adottata nel 2020, cosicché la loro permanenza continuerà a garantire parte consistente della generazione elettrica del paese per decenni²¹. Come accaduto per la Repubblica Ceca, anche la compagnia di stato svedese Vattenfall ha optato per nuovi fornitori occidentali in sostituzione del combustibile proveniente dalla Russia dal 2024 in poi²². La Finlandia rappresenta invece

l'ultimo paese europeo in cui un reattore è entrato in funzione, Olkiluoto 3 operativo da marzo 2022, il primo negli ultimi 40 anni. La realizzazione di un sesto reattore è prevista da Helsinki verso la fine del decennio in corso e il Paese guarda favorevolmente all'uso dell'energia atomica per portare a compimento la propria transizione energetica e climatica²³. Il consorzio Fennovoima dietro la costruzione del programma Hanhikivi 1, progettato insieme alla russa Rosatom, è stato cancellato a inizi di maggio proprio in conseguenza dei ritardi accumulati, dei costi crescenti e dei rischi derivanti dalle turbolenze geopolitiche determinate dall'intervento russo in Ucraina²⁴. In Europa orientale, Romania e Bulgaria puntano al nucleare come una fonte energetica volta al rafforzare i piani di transizione dal carbone, incrementare la generazione elettrica e consolidare la sicurezza energetica. Bucarest punta alla costruzione di almeno un nuovo impianto entro il 2030 e un quarto reattore da attivarsi l'anno successivo nel già operativo e relativamente recente impianto di Cernavoda²⁵. La compagnia di stato Nuclearelectrica ha anche siglato una partnership importante con l'americana NuScale Power per lo sviluppo del primo piccolo reattore modulare del paese entro il 2028. Allo stesso modo, pare che gli Stati Uniti siano in pole position per finalizzare il terzo e quarto reattore dell'impianto di Cernavoda, oltre che ammodernare il reattore numero 1²⁶. Anche Sofia spinge sull'ampliamento della disponibilità di energia nucleare come una fonte locale nel proprio mix, la quale copre ad oggi il 33% dei consumi elettrici. Altri 2000MW sono previsti nella strategia energetica nazionale che però non offre un orizzonte temporale specifico²⁷. Un'accelerazione, impressa dagli eventi recenti, è stata data dal governo bulgaro per una rapida finalizzazione di un terzo reattore a Kozloduy entro il 2028-2030, lasciando aperta l'opzione di costruirne un quarto negli anni successivi²⁸.

¹ IEA, Nuclear Power in a Clean Energy System, International Energy Agency, Maggio 2019

² IEA, Electricity Market Report, International Energy Agency, gennaio 2022

³ IEA, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency, Maggio 2021

⁴ Vedi nota 1

⁵ Vedi nota 2

⁶ IEA, Nuclear Power, International Energy Agency, novembre 2021

⁷ EU Commission, Technical Assessment of Nuclear Energy With Respect to the 'Do No Significant Harm' Criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation'), Joint Research Centre, European Atomic Energy Community, 2021

⁸ EU Commission, Questions and Answers on the EU Taxonomy Complementary Climate Delegated Act Covering Certain Nuclear and Gas Activities, Questions and Answers, febbraio 2022

⁹ Euractiv, Macron presents France's long-term 'nuclear-heavy' energy plan, 11 febbraio 2022

¹⁰ Bloomberg, French nuclear power output Dips near two-year low on EDF woes, 3 maggio 2022

¹¹ Reuters, Germany vetoes nuclear power extension, aims for LNG terminals in 2024, 8 marzo 2022

¹² Politico, why Germany won't give up on giving up on nuclear, 28 aprile 2022

¹³ Government of Belgium, Prolongation de la durée de vie des centrales Doel 4 et Thiange 3, 18 marzo 2022

¹⁴ Bloomberg, Belgian Nuclear Exit Would Lead to More Emissions, IEA Says, 20 aprile 2022

¹⁵ Government of Spain, Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030, 20 gennaio 2020

¹⁶ La Vanguardia, El gobierno insiste en cerrar las nucleares pero duda sobre qué hacer con sus residuos, 11 aprile 2022

¹⁷ Euronews, Poland to rethink role of Russian gas in green energy transition, as nuclear plans go ahead, 18 marzo 2022

¹⁸ World Nuclear News, Korea offers six reactors to Poland, 25 aprile 2022

¹⁹ World Nuclear News, Czech support for nuclear becomes law, 29 settembre 2021

²⁰ AP News, Westinghouse, Framatome to supply fuel to Czech nuclear plant, 12 aprile 2022

²¹ The Ministry of Infrastructure, Sweden's Integrated National Energy and Climate Plan, 16 gennaio 2020

²² Reuters, Vattenfall inks new nuclear fuel deals after halting Russia deliveries, 5 maggio 2022

²³ Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, Finland's Integrated Energy and Climate Plan, 2019

²⁴ Financial Times, Finnish group abandons plans for Russia-backed power plants, 2 maggio 2022

²⁵ Government of Romania, The 2021-2030 Integrated National Energy and Climate Plan, aprile 2020

²⁶ World Nuclear News, USA-Romania cooperation gets to work, 4 agosto 2021

²⁷ Ministry of Energy & Ministry of the Environment and Water of the Republic of Bulgaria, Integrated Energy and Climate Plan of the Republic of Bulgaria 2021-2030, 2021

²⁸ Euractiv, Bulgaria to fast-track plans to build a new nuclear reactor, 14 marzo 2022

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “BACHECA PPA: avvio operativo della piattaforma” | pubblicato il 20 aprile 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), facendo seguito al precedente comunicato del 30 marzo u.s.¹, ha reso noto l'avvio operativo della Bachecca PPA a partire dalla data del 26 aprile u.s..

A decorrere da tale data, previa acquisizione della qualifica di operatore, possono accedere alla Bachecca PPA:

- tutti i soggetti interessati a pubblicare ovvero a visualizzare gli annunci di acquisto o vendita dei contratti PPA, nonché a formulare eventuali manifestazioni di interesse rispetto agli annunci oggetto di pubblicazione;
- i soggetti tenuti ad adempiere all'obbligo di registrazione dei contratti PPA dagli stessi conclusi, al fine di comunicare i dati e le informazioni relativi ai predetti contratti.

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso noto che - a seguito delle prove in bianco svolte con gli operatori dal 1 aprile al 7 aprile u.s. - la DTF n. 05 PPA recante “Funzionamento della Bachecca PPA” è stata aggiornata² allo scopo di fornire ulteriori specificazioni in merito:

- i) all'indicazione dell'ubicazione geografica dell'impianto e/o degli impianti; nonché,
- ii) all'ambito di applicazione dell'obbligo di registrazione dei contratti PPA.

Press Release SDAC e Comunicato del GME | “Harmonised maximum clearing price for SDAC to be set to +4,000 EUR/MWh from 10th May” e “Adeguamento del limite tecnico massimo di offerta sul MGP e sulla PCE” | pubblicati rispettivamente in data 11 aprile 2022 e 22 aprile 2022 | Download <https://www.nemo-committee.eu> <https://www.mercatoelettrico.org>

Con la press release in oggetto, pubblicata in data 11 aprile u.s., i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) europei, in attuazione di quanto previsto dalla Decisione ACER n.04-2017³,

hanno reso noto che, a partire dal giorno di flusso 11 maggio u.s. (i.e. sessione di trading del 10 maggio), il valore del “harmonised maximum clearing price” è incrementato su tutti i mercati europei che partecipano al Single Day-Ahead Coupling (SDAC) al nuovo valore massimo di 4.000 €/MWh.

Facendo seguito alla sopracitata press release dei NEMO, il GME, con successivo comunicato del 22 aprile u.s., ha reso noto che, a partire dalla sessione di trading sopraindicata, il

limite tecnico massimo di offerta sul MGP è incrementato dal precedente valore di 3.000 €/MWh al nuovo valore di 4.000 €/MWh, specificando al contempo che tale nuovo limite massimo di offerta - attesa l'integrazione operativa tra il funzionamento del MGP e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) - è applicato contestualmente anche ai programmi di prelievo registrati sulla PCE.

Nella data del 9 maggio u.s., con la pubblicazione sul sito internet del GME, è entrata in vigore la nuova versione della DTF n. 20 MPE⁴ adeguata al fine di introdurre il nuovo limite tecnico massimo di offerta pari a 4.000 €/MWh.

A completamento si informa che, al fine di testare il nuovo limite tecnico massimo di offerta sulle piattaforme MGP e PCE, il GME ha effettuato specifiche sessioni di test con gli operatori nelle date del 3 e del 4 maggio u.s..

Deliberazione 05 aprile 2022 n. 158/2022/R/eel | “Coupling unico del giorno prima: verifica degli adempimenti contrattuali per l'avvio dell'assetto Multi-Nemo in alcuni mercati europei” | pubblicata il 07 aprile 2022 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 158/2022/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le modifiche proposte dal GME e Terna alla documentazione contrattuale che disciplina il Single Day Ahead coupling sulle frontiere italiane, redatte in coordinamento con i NEMO e TSO coinvolti nel progetto di coupling regionale “Italian Border Working Table” (IBWT).

Nello specifico, le proposte di modifica oggetto di approvazione sono finalizzate all'implementazione degli accordi multi-NEMO sulle frontiere Italia-Francia ed Italia-Austria, in attuazione di quanto disposto dall'Art. 45 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM).

Con particolare riferimento all'ambito di attività del GME, le modifiche approvate dall'ARERA hanno riguardato i seguenti contratti:

- i) la Convenzione tra Terna e GME, adeguata ed integrata con i flussi e le procedure operative funzionali alla gestione del multi-NEMO sulle frontiere interessate;
- ii) l'IBWT DAOA, accordo di cooperazione tra tutti i NEMO e TSO coinvolti nel coupling unico del giorno prima sulle frontiere italiane, adeguato al fine di introdurre le funzionalità multi-NEMO;
- iii) i “Settlement Link Agreements”, funzionali alla gestione del settlement finanziario dei flussi di coupling sull'orizzonte Day Ahead.

GAS

Deliberazione 08 aprile 2022 n. 165/2022/R/gas | “Disposizioni urgenti per il conferimento della capacità di stoccaggio ai sensi del decreto del Ministro della Transizione ecologica 1 aprile 2022, n.138” | pubblicata il 08 aprile 2022 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 165/2022/R/gas, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), in attuazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 1 aprile 2022 n.138⁵ - avente ad oggetto l’adozione di misure aggiuntive volte a favorire il riempimento degli stoccaggi - ha definito, inter alia, le modalità di approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento dei volumi di gas necessari al funzionamento del sistema nonché a copertura dei consumi tecnici delle imprese

di stoccaggio. In particolare l’ARERA, con la deliberazione in oggetto, ha stabilito che il Responsabile del Bilanciamento approvvigioni i predetti volumi di gas nell’ambito del comparto AGS della piattaforma di mercato MGAS organizzata e gestita dal GME, prevedendo inoltre che i prezzi di acquisto e di vendita delle offerte ivi presentate dal Responsabile del Bilanciamento siano posti pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, e che siano rispettivamente:

- i) aumentati di 30 €/MWh ai fini dell’approvvigionamento del gas di sistema per il giorno successivo o per il giorno in corso e di 7 €/MWh ai fini dell’approvvigionamento del gas di sistema per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio da iniettare in stoccaggio ai sensi dell’art. 2, comma 2.1 del sopracitato Decreto del MITE 1 aprile 2022 n.138;
- ii) diminuiti di 30 €/MWh ovvero, se tale differenza risulta negativa, pari a 0 €/MWh.

¹ cfr. Newsletter n.158 aprile 2022

² La nuova versione della DTF n. 05 PPA è disponibile al seguente [link](#)

³ La “ACER Decision No. 04-2017 on THE NOMINATED ELECTRICITY MARKET OPERATORS’ PROPOSAL FOR HARMONISED MAXIMUM AND MINIMUM CLEARING PRICES FOR SINGLE DAY-AHEAD COUPLING” è disponibile al seguente [link](#)

⁴ La DTF n. 20 MPE “Limite tecnici di offerta sul MGP, MI e MSD” è disponibile al seguente [link](#)

⁵ Il testo del Decreto del MITE 1 aprile 2022 n.138 è disponibile al seguente [link](#).

GME APP: la prima applicazione del Gestore dei Mercati Energetici per dispositivi mobili

Un nuovo strumento di facile accesso, con i dati giornalieri più rilevanti, prezzi e volumi, relativi ai Mercati Elettrici, Mercati del Gas e Mercati Ambientali sempre disponibili su smartphone.

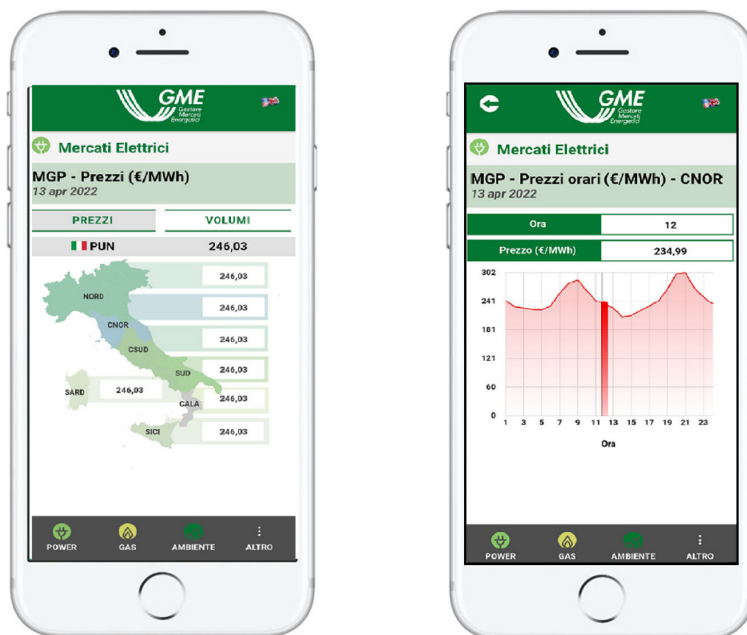
I dati presenti sono rappresentati tramite grafici e tabelle in maniera fruibile, navigabile e dinamica. Le informazioni sono state opportunamente sintetizzate e aggregate, così da garantirne la diffusione, in maniera omogenea e con la massima trasparenza, alla ampia platea di operatori,

stakeholder, specialisti che, nel tempo e a vario titolo, ha mostrato interesse verso i dati del GME.

L'APP, gratuita ed utilizzabile da tutti senza autenticazione, nella sua prima release, considererà i seguenti mercati:

- M. Elettrico: MGP + MI
- M. Gas: MGP + MI + MGS
- M. Ambientale: MTEE + MGO

Sul sito www.mercatoelettrico.org è disponibile un breve [video](#) che illustra le principali funzionalità di GME APP.



Scarica gratuitamente GME APP su [Google Play](#) e [App Store](#) e rimani aggiornato in tempo reale sui prezzi e volumi dei Mercati Elettrici, Mercati del Gas e Mercati Ambientali.

Per qualsiasi informazione e suggerimento, è possibile contattare il seguente indirizzo di posta elettronica: info@mercatoelettrico.org

Gli appuntamenti

17 maggio

Renewable Energy Report 2022

Milano, Italia

Organizzatore: Politecnico di Milano

<https://www.energystategy.it>

18-19 maggio

Hydrogen Fuel Cell Battery Electric Trucks & Commercial Vehicle Technology & Infrastructure Solutions Congress

Evento online

Organizzatore: LBCG

<https://www.hydrogen-electric-trucks-technology-congress.com/>

19 maggio

Innovare la sostenibilità nell'era del cambiamento

Bari, Italia

Organizzatore: Università Bocconi, Sustainability Makers, Fondazione Global Compact Network Italia, ASVIS

<https://www.csreinnovazionesociale.it>

20-22 maggio

International Conference on Advanced Electric Power System and Energy Engineering

Chongqing, Cina

Organizzatore: The International Society for Applied Computing (ISAC)

<http://www.epsee.net>

25-26 maggio

Advanced Biofuels Forum

Evento online

Organizzatore: Leadvent Group

<https://www.leadventgrp.com>

25-27 maggio

Fare i conti con l'Ambiente 2022

Ravenna, Italia

Organizzatore: Labelab – WasteWaterEnergy Engineering.

<https://www.labelab.it>

30 maggio

La corporate governance in epoca di transizioni

In streaming

Organizzatore: Assonime

<https://www.consob.it>

30 maggio – 5 giugno

EU Green Week 2022

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Commissione Europea

<https://ec.europa.eu>

31 maggio – 1 giugno

Advanced Materials and Recyclable Wind Turbine Blade Forum

Evento online

Organizzatore: Leadvent Group

<https://www.leadventgrp.com>

6-11 giugno

ECEEE Summer Study

Hyères, Francia

Organizzatore: KYOTO CLUB

<https://www.kyotoclub.org>

8-11 giugno

International Conference on Electrical Engineering and Green Energy

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da CEEGE

<http://ceege.org>

8-10 giugno

International Conference of Energy Harvesting, Storage, and Transfer

Evento online e in presenza

Niagara Falls, Ontario, Canada

Organizzatore: International ASET Inc.

<https://ehstconference.com>

10-12 giugno

International Conference on Environment, Resources and Energy Engineering

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: EREE

<http://www.eree.org>

14-15 giugno

Global Energy Transition 2022

Brooklyn, New York, Usa

Organizzatore: Reuters Events

<http://go.evvnt.com>

22 giugno

Il futuro dell'energia visto dalle grandi aziende

Webinar

Organizzatore: Assolombarda

<https://www.assolombarda.it>

23- 24 giugno

WindEurope Technology Workshop 2022

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: WindEurope asbl/vzw

<https://windeurope.org>

24-26 giugno

International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering

Evento online e in presenza

Stockholm, Svezia

Organizzatore: IAEEEE

<http://www.coeee.org>

28-30 giugno

WVEC – World Wind Energy Conference. (info)

Rimini, Italia

Organizzatori: ANEV e Key Energy

<https://www.kyotoclub.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 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.