

APPROFONDIMENTI

CARBONE: NEL 2021 CRESCITA OLTRE OGNI ATTESA

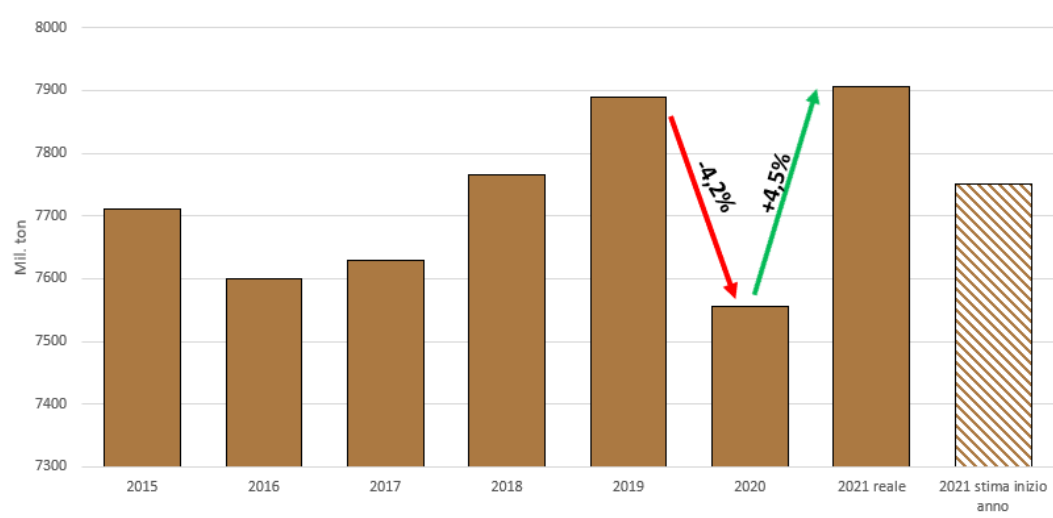
di *Agata Gugliotta - RIE*

Dopo l'annus horribilis della pandemia (2020) e dei suoi effetti depressivi sull'economia mondiale, era prevedibile attendersi nel 2021, in concomitanza con la ripresa della produzione industriale, un aumento generalizzato dei consumi di tutte le principali commodities energetiche, incluso il carbone. Quel che, invece, non si poteva immaginare, né tanto meno quantificare, era la portata di tale rimbalzo e la durata della crescita, che, anche in ragione del delicato contesto geopolitico internazionale, rischia di estendersi oltre le attese iniziali. Il presente articolo vuole tracciare una fotografia dei fondamentali del mercato del carbone dello scorso anno, mettendone in luce le principali tendenze regionali.

Ad una domanda in netta crescita...
Dopo un 2019 già di decrescita (-1,8%), in cui una maggiore richiesta da parte dell'industria non è riuscita a compensare il calo dei consumi nel comparto della generazione elettrica (-3,3%) e un 2020 in cui il carbone ha amplificato la sua debacle, segnando un -4% su base annua (tasso mai così basso dalla Seconda Guerra Mondiale¹), nel 2021², la domanda di carbone cresce del 4,5%, riportandosi su livelli superiori al 2019 e ai massimi dal 2014. Una performance sottostimata dalla stessa Agenzia per l'energia di Parigi, che l'anno scorso aveva previsto sì una ripresa della domanda, ma nell'ordine del 2,6%, per un volume quindi al di sotto dei valori pre-pandemia.

Andamento consumi di carbone a livello mondiale

Fonte: Elaborazioni Rie su dati IEA



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2022
Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 13
Mercati energetici Europa
pag 18
Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI
Carbone: nel 2021 crescita oltre ogni attesa
Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE
pagina 31

APPUNTAMENTI
pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ In un contesto caratterizzato dal protrarsi della crisi innescata dal conflitto russo-ucraino, con il costo dei combustibili su valori sensibilmente elevati e volatili, le quotazioni elettriche sulle principali borse europee raggiungono ovunque livelli record. In particolare, in Italia, il Pun sale a 308,07 €/MWh (+45,5% su febbraio e +410,1% sul 2021), trainato da quotazioni del gas ai massimi storici. Aggiornano i loro massimi anche tutti i prezzi zionali, compresi tra 296 €/MWh di Calabria e Sicilia e 312 €/MWh di Nord e Centro Nord, in presenza anche di ulteriori spinte al rialzo fornite dalla crescita annuale degli

acquisti (MGP: 24,8 TWh, +1,6%, con liquidità del mercato al 69,0%) e dalla contrazione dei volumi rinnovabili. Il Mercato Infragiornaliero registra scambi ai massimi da oltre 5 anni (2,5 TWh), in crescita sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID nella quale si osservano quasi 118 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica i prezzi restano in aumento, con il baseload di Aprile 2022 che chiude il periodo di contrattazione a 255,70 €/MWh (+16,3%). Ancora in calo annuale le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A marzo, dopo due ribassi mensili consecutivi, il Pun si porta al suo massimo storico di 308,07 €/MWh (+96,38 €/MWh, +45,5% su febbraio), alla luce di un'ampia variazione annuale (+247,68 €/MWh, +401,1% sul 2021) a fronte della quale il prezzo italiano registra comunque una riduzione del suo differenziale dalle principali quotazioni elettriche europee, salite anch'esse ai rispettivi massimi storici. Nel corso del mese risulta ancora particolarmente evidente la forte correlazione tra gli andamenti del Pun e del prezzo del gas al punto di scambio italiano, anch'esso al nuovo record storico (PSV: 125 €/MWh, +43 €/MWh su febbraio, +107 €/MWh sul 2021): entrambi proseguono, infatti, la crescita osservata a partire da fine febbraio, con l'avvio del conflitto russo-ucraino, fino ai massimi registrati l'8 marzo (Pun: 587,67 €/MWh, PSV: fino a 285 €/MWh in corso di

sessione), per poi ridursi successivamente, mantenendosi tuttavia su livelli molto elevati e volatili. In questo contesto fortemente rialzista, un contributo alla crescita dei prezzi italiani arriva anche, su base annuale, dall'aumento degli acquisti e dalla minore disponibilità di volumi rinnovabili, soprattutto idrici.

Prezzi molto elevati anche nei gruppi orari, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,06 (-0,2 su febbraio e -0,1 sul 2021), e nei livelli puntuali osservati sul mercato. Con riferimento a questi ultimi, si osserva sul Pun un massimo orario di 688,59 €/MWh registrato alle ore 20 di martedì 8 marzo, quando le zone italiane settentrionali e centrali, le borse estere limitrofe in coupling, la Spagna e la Germania formano un'unica zona di mercato a 700 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

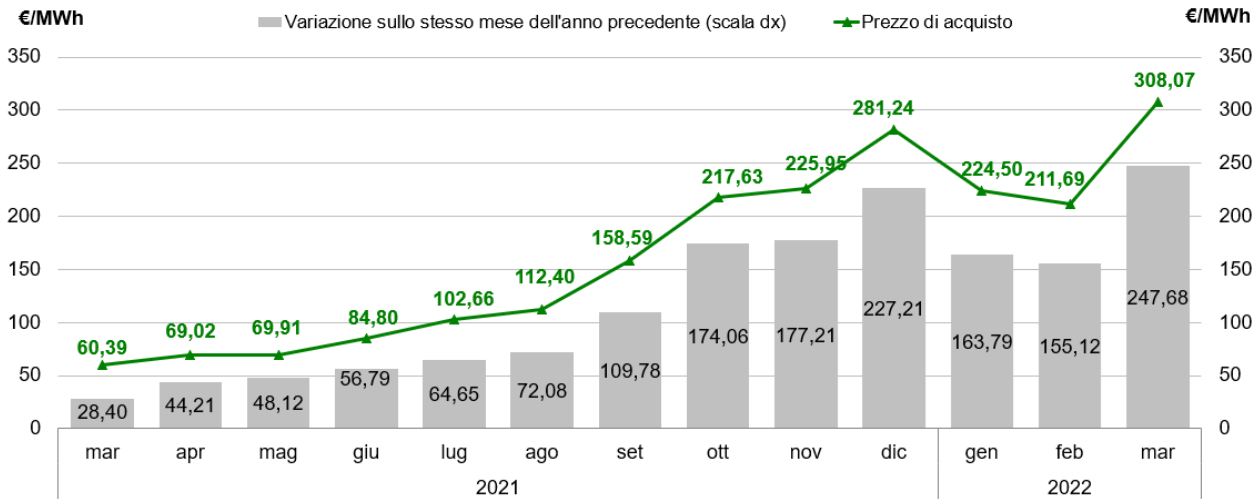
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	308,07	60,39	+247,68	+410,1%	23.025	-8,4%	33.365	+1,6%	69,0%	76,5%
<i>Picco</i>	326,79	64,57	+262,21	+406,1%	27.947	-6,9%	39.620	+0,6%	70,5%	76,2%
<i>Fuori picco</i>	297,01	57,92	+239,09	+412,8%	20.116	-9,6%	29.669	+2,4%	67,8%	76,8%
<i>Minimo orario</i>	93,99	31,71			13.457		21.799		57,2%	70,2%
<i>Massimo orario</i>	688,59	100,87			34.693		44.790		82,2%	82,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



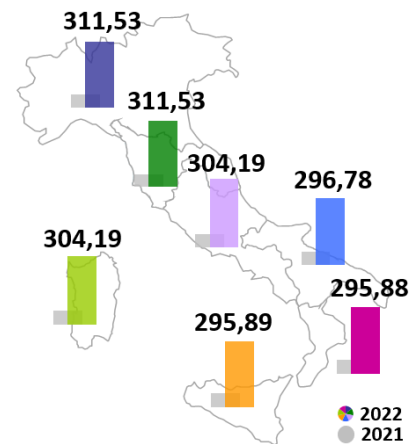
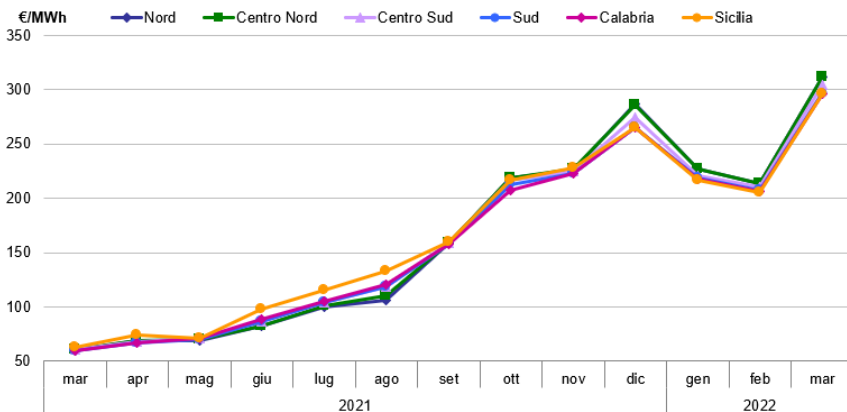
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto aggiornano i massimi storici anche tutti i prezzi di vendita, che restano ancora una volta più elevati al Nord e al Centro Nord (311,53 €/MWh, +98 €/MWh su febbraio, +251 €/MWh sul 2021) che, maggiormente impattate dai rialzi dei prezzi esteri osservati sulla frontiera settentrionale e dal

calo dei volumi idroelettrici, allargano il loro differenziale sia dal Centro Sud (304,19 €/MWh, +94 €/MWh, +244 €/MWh) che dalle zone meridionali (296/297 €/MWh, +90 €/MWh e +233/+237 €/MWh), in presenza anche di puntuali limitazioni sui transiti interni alla penisola (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, sempre in crescita annuale da marzo 2021, si attesta a 24,8 TWh (+1,6% sul 2021). Tornano in riduzione i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,1 TWh (-8,4%), mentre si portano a 7,7 TWh, massimo degli ultimi due anni e mezzo,

le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (+34,2%) (Tabelle 2 e 3), per una liquidità del mercato che si attesta conseguentemente al 69,0% (-5,3 punti percentuali su febbraio -7,5 p.p. sul 2021) (Grafico 3).

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

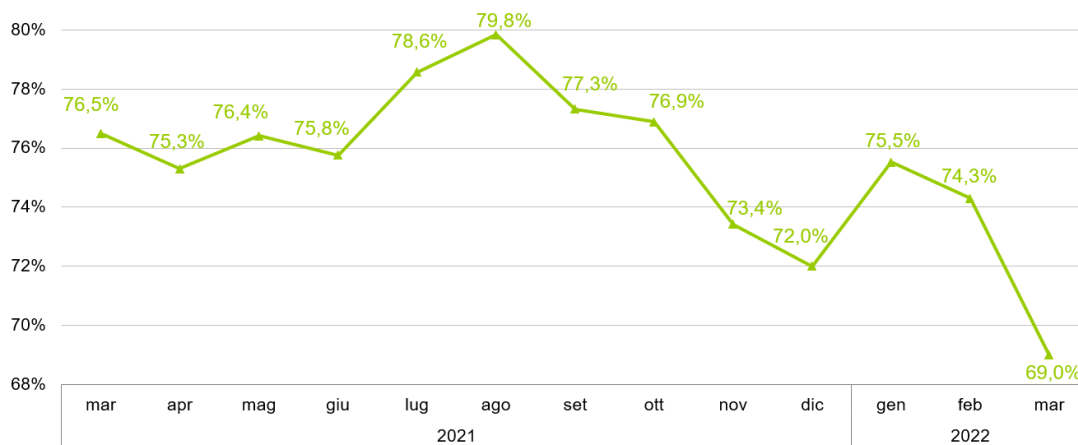
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.107.659	-8,4%	69,0%
Operatori	11.002.165	-6,0%	44,4%
GSE	1.942.959	-18,8%	7,8%
Zone estere	3.796.879	-16,9%	15,3%
Saldo programmi PCE	365.655	-	1,5%
PCE (incluso MTE)	7.682.891	+34,2%	31,0%
Zone estere	33.435	-68,0%	0,1%
Zone nazionali	8.015.111	+42,7%	32,3%
Saldo programmi PCE	-365.655	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.790.550	+1,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.831.684	-11,6%	
OFFERTA TOTALE	39.622.234	-3,8%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.107.659	-8,4%	69,0%
Acquirente Unico	3.151.455	-22,7%	12,7%
Altri operatori	12.692.775	+22,4%	51,2%
Pompaggi	3.740	+91,2%	0,0%
Zone estere	380.469	+40,3%	1,5%
Saldo programmi PCE	879.220	-77,7%	3,5%
PCE (incluso MTE)	7.682.891	+34,2%	31,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.562.111	-11,5%	34,5%
Saldo programmi PCE	-879.220	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.790.550	+1,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	680.926	-10,7%	
DOMANDA TOTALE	25.471.475	+1,2%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali salgono a 24,4 TWh (+1,2% sul 2021), con incrementi concentrati al Nord (+1,2%), al Sud (+3,9%) e in Sicilia (+7,5%). Ai minimi da novembre, ma in aumento annuale anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh (+40,3%), con rialzi concentrati sulla frontiera settentrionale (Tabella 4).

Lato offerta, come osservato da ottobre, la maggiore

domanda risulta soddisfatta dalle vendite nazionali, in netta crescita a 21,0 TWh (massimo dal 2012 per il mese di marzo, +6,3% sul 2021), in particolare delle zone centro meridionali e delle isole, a fronte di importazioni di energia dall'estero, pari a 3,8 TWh (minimo storico per il mese di marzo), ancora in riduzione in doppia cifra (-18,1%), concentrata soprattutto sulla frontiera svizzera, ma anche su quella francese (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
				MWh					
Nord	17.036.317	22.929	-12,5%	10.269.108	13.821	-1,7%	13.903.856	18.713	+1,2%
Centro Nord	1.710.755	2.302	-1,4%	1.390.010	1.871	-4,5%	2.087.899	2.810	-0,2%
Centro Sud	5.333.945	7.179	+8,2%	2.553.870	3.437	+7,2%	4.257.308	5.730	+0,3%
Sud	4.508.550	6.068	+8,5%	2.980.144	4.011	+24,9%	1.499.931	2.019	+3,9%
Calabria	3.146.196	4.234	+24,7%	1.355.883	1.825	+3,5%	466.682	628	-2,2%
Sicilia	2.531.748	3.407	+19,6%	1.361.227	1.832	+70,0%	1.496.028	2.013	+7,5%
Sardegna	1.259.933	1.696	-12,9%	1.049.993	1.413	+11,4%	698.377	940	-4,4%
Totale nazionale	35.527.445	47.816	-2,4%	20.960.235	28.210	+6,3%	24.410.081	32.853	+1,2%
Esteri	4.094.789	5.511	-14,5%	3.830.314	5.155	-18,1%	380.469	512	+40,3%
Sistema Italia	39.622.234	53.327	-3,8%	24.790.550	33.365	+1,6%	24.790.550	33.365	+1,6%

LE FONTI

Come osservato da inizio anno, anche a marzo, la crescita delle vendite nazionali risulta sostenuta esclusivamente dalle fonti tradizionali (+21,3%), che si mantengono su livelli molto elevati. Resta in netto aumento il gas (+13,9%) e ancor più il carbone (+169,1%), i cui volumi, sebbene nettamente inferiori a quelli del gas (15,2 GWh medi vs. 2,4 GWh medi) risultano tra i più elevati degli ultimi tre anni, in un contesto connotato anche da una forte riduzione del costo dei permessi di emissione (-15 €/ton sul record di febbraio). Ancora una consistente flessione, invece, per le fonti rinnovabili (minimo dell'ultimo decennio per il mese di marzo, -15,9% sul 2021),

distribuita sulla penisola e concentrata sugli idroelettrici, scesi su uno dei livelli più bassi dell'ultimo decennio (meno di 3,0 GWh medi, -37,0%) e ai minimi al Nord, e sugli impianti solari (-10,7%). Contiene solo parzialmente il calo delle vendite rinnovabili la crescita dei volumi eolici (+17,3%). Pertanto le quote del gas e del carbone sul totale venduto si attestano rispettivamente al 53,9% (+3,6 punti percentuali) e all'8,5% (+5,2 p.p.), mentre scende al 31,4% la quota delle rinnovabili (-8,3 p.p.), con l'idrico al 10,5% (-7,2 p.p.) e l'eolico e il solare sopra il 9% (rispettivamente circa +2 p.p. e -1 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	10.734	+13,7%	801	-0,1%	2.060	+37,1%	2.304	+56,7%	1.413	+9,5%	1.026	+93,9%	940	+9,4%	19.277	+21,3%
Gas	9.528	+12,9%	753	+1,5%	994	-6,9%	1.356	+10,6%	1.273	+8,7%	892	+84,6%	401	+85,8%	15.196	+13,9%
Carbone	299	+1484,1%	-	-	795	+354,1%	812	+757,1%	0	-	-	-	483	-19,4%	2.389	+169,1%
Altre	907	-7,8%	48	-20,3%	271	+4,0%	136	-9,1%	140	+17,0%	134	+190,5%	56	+26,1%	1.692	+1,7%
Fonti rinnovabili	3.028	-32,9%	1.070	-7,5%	1.373	-18,9%	1.707	-1,9%	412	-12,8%	803	+46,3%	470	+14,9%	8.862	-15,9%
Idraulica	1.472	-46,2%	185	-27,2%	556	-38,0%	432	+3,2%	92	-	157	+26,7%	68	-47,3%	2.963	-37,0%
Geotermica	-	-	640	-0,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	640	-0,3%
Eolica	20	+98,5%	26	-1,9%	455	+8,0%	998	-0,8%	254	-3,9%	542	+73,4%	305	+73,3%	2.600	+17,3%
Solare e altre	1.536	-13,1%	218	-6,7%	362	-3,7%	276	-12,2%	65	-4,3%	104	-7,4%	97	-6,5%	2.659	-10,7%
Pompaggio	60	-40,5%	-	-	5	-49,1%	-	-	-	-	3,15	-	3	-	71	-35,3%
Totale	13.821	-1,7%	1.871	-4,5%	3.437	+7,2%	4.011	+24,9%	1.825	+3,5%	1.832	+70,0%	1.413	+11,4%	28.210	+6,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

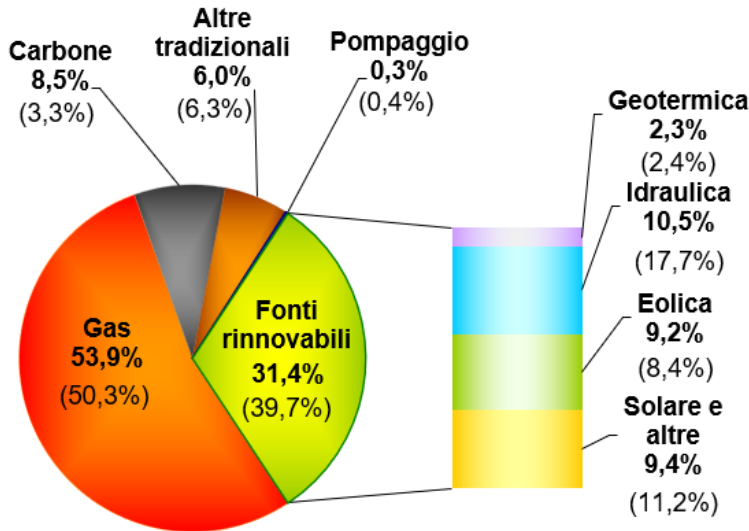
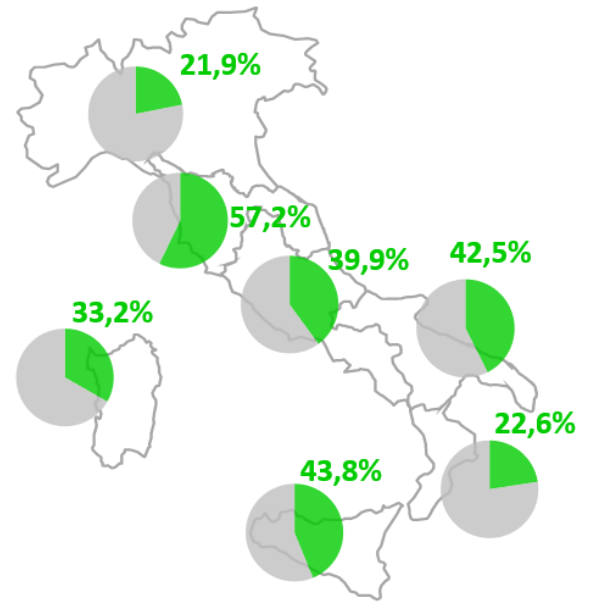


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta su livelli minimi per il mese di marzo, a 3,5 TWh (-1,0 TWh sul 2021). La flessione interessa soprattutto la frontiera settentrionale, in particolare quella svizzera, ma anche quella francese, lungo le quali si è ridotta la frequenza

di ore connotate da quotazioni estere inferiori al Nord. In lieve riduzione anche i flussi sul confine orientale, dove la crescita delle importazioni dalla Grecia risulta più che compensata dal calo dei flussi dal Montenegro (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*	1.137.129 (1.420.323)	89,0% (95,8%)	10,4% (3,4%)	0,6% (0,8%)	51,3% (79,7%)	2,8% (0,8%)	2.134 (2.112)	1.184.420 (1.433.525)	1.150.985 (1.400.090)	1.109 (1.109)	47.291 (13.202)	47.291 (13.202)
Italia - Svizzera	1.482.482 (2.158.234)	100,0% (100,0%)	-	-	-	-	3.754 (3.756)	1.579.548 (2.194.865)	n/a	2.455 (2.942)	97.066 (36.630)	n/a
Italia - Austria*	181.494 (111.933)	85,6% (82,8%)	7,3% (7,5%)	7,1% (9,7%)	81,0% (79,5%)	6,5% (6,7%)	304 (192)	187.043 (115.793)	187.043 (115.793)	118 (98)	5.548 (3.860)	5.548 (3.860)
Italia - Slovenia*	316.879 (319.034)	86,1% (9,8%)	7,4% (88,2%)	6,5% (2,0%)	49,0% (1,7%)	2,8% (50,6%)	681 (637)	340.766 (338.686)	340.766 (338.686)	668 (668)	23.888 (19.652)	23.888 (19.652)
Italia - Montenegro	275.520 (373.633)	89,8% (97,2%)	9,8% (1,5%)	0,4% (1,3%)	20,4% (37,7%)	-	606 (573)	312.147 (383.338)	n/a	644 (529)	36.627 (9.705)	n/a
Italia - Grecia	175.472 (152.492)	73,9% (74,0%)	21,8% (25,4%)	4,3% (0,6%)	-	-	503 (506)	226.391 (209.396)	226.391 (202.296)	503 (516)	50.920 (56.904)	50.920 (56.904)
Italia - Malta	-46.304 (-45.327)	- (1,6%)	96,6% (73,1%)	3,4% (25,3%)	-	-	225 (225)	0 (183)	n/a	225 (225)	46.304 (45.510)	n/a
TOTALE**	3.522.672 (4.490.322)							3.830.314 (4.675.785)	1.905.185 (2.056.865)		307.643 (185.462)	127.646 (93.617)

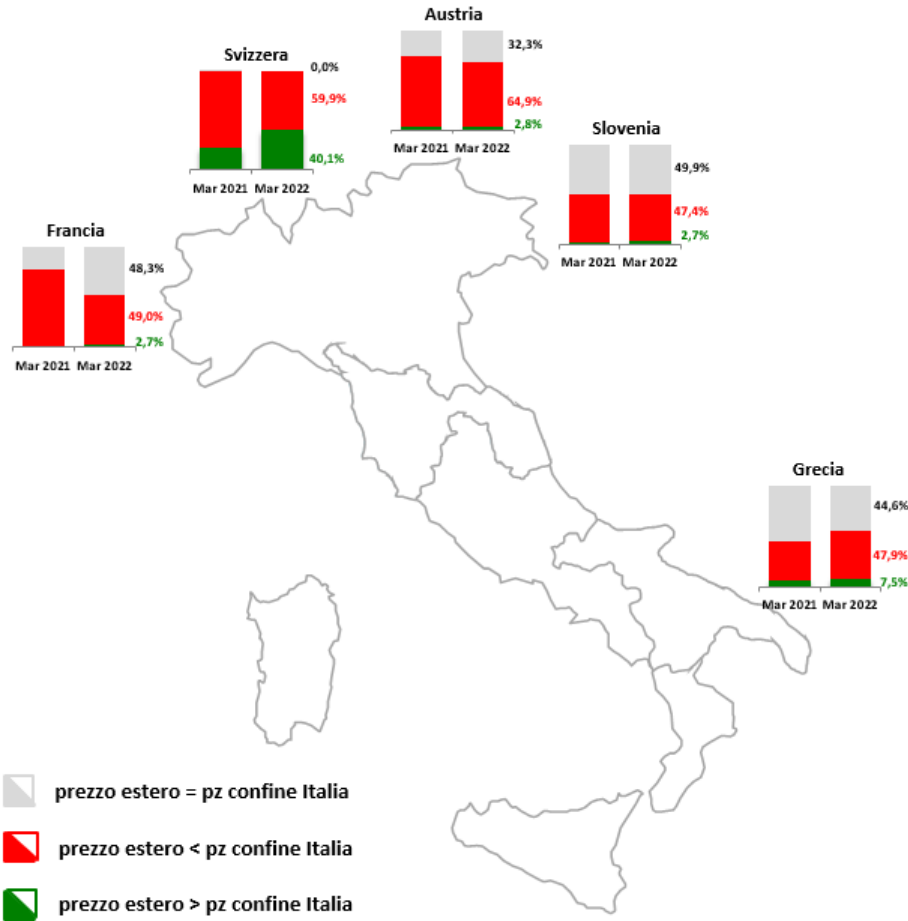
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 portano sui valori più elevati da dicembre 2016, pari a 2,5 TWh. Ai massimi dall'avvio del nuovo assetto di mercato sia le contrattazioni in asta (2,2 TWh), sulle quali resta concentrata la gran parte degli scambi, con la quota di MI-A1 al 57% (1,5 TWh), che quelle in continua su XBID, nel quale sono stati conclusi quasi 118 mila abbinamenti per 337,5 GWh totali, il 93% dei quali realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). La prevalenza degli scambi in contrattazione continua ha avuto come controparte un'offerta estera (75% del totale XBID), con

finalità prevalente in import (circa il 57%), mentre sono risultate rispettivamente pari al 6% e al 19% le quote relative ai volumi scambiati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali.

I prezzi osservati nel MI nel mese si attestano mediamente sui 303 €/MWh tanto nei mercati in asta, con livelli leggermente più alti su MI-A3 (309 €/MWh circa), quanto sul XBID, risultando inferiori ai corrispondenti valori del MGP (-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

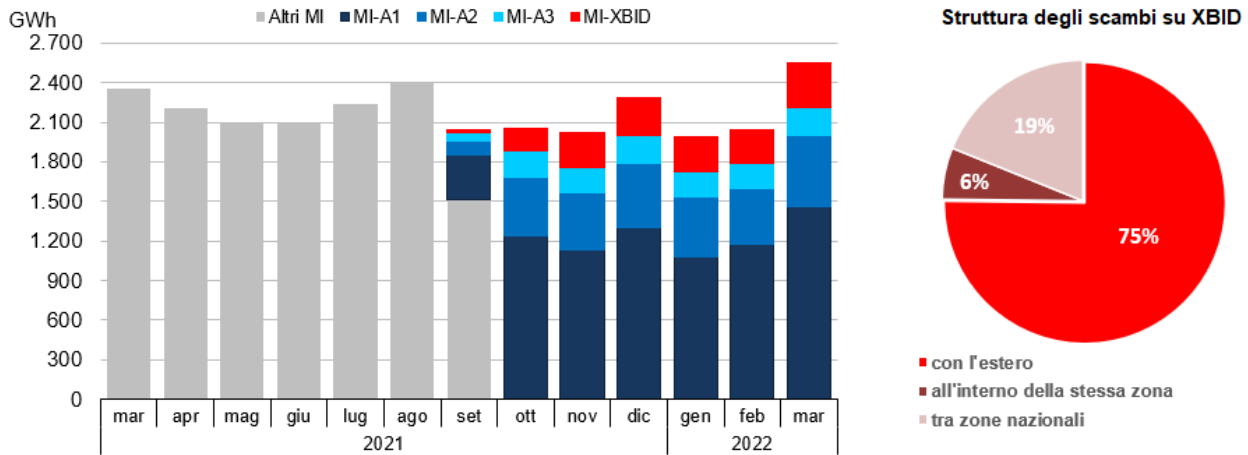


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

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	765.881	211.190	65.844	1.042.915	81.212	1.124.127
Centro Nord	78.326	29.564	13.733	121.623	30.002	151.625
Centro Sud	195.198	60.940	27.978	284.116	37.219	321.335
Sud	162.973	84.015	37.789	284.777	37.151	321.928
Calabria	33.182	12.207	7.505	52.894	4.276	57.169
Sicilia	103.071	36.815	24.786	164.672	11.375	176.046
Sardegna	41.126	22.817	9.175	73.117	13.617	86.735
Estero	80.546	79.009	28.779	188.334	122.609	310.943
Totale	1.460.303	536.555	215.589	2.212.448	337.460	2.549.908

€ 70/

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	689.975	196.593	61.306	947.874	82.568	1.030.442
Centro Nord	85.790	16.406	8.825	111.021	17.253	128.274
Centro Sud	221.961	84.657	25.057	331.675	23.660	355.335
Sud	169.690	75.577	36.521	281.788	27.338	309.127
Calabria	69.603	29.276	10.442	109.321	4.643	113.964
Sicilia	89.691	44.599	22.383	156.673	10.519	167.192
Sardegna	77.127	16.212	8.964	102.303	8.800	111.102
Estero	56.466	73.235	42.091	171.792	162.680	334.472
Totale	1.460.303	536.555	215.589	2.212.448	337.460	2.549.908

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

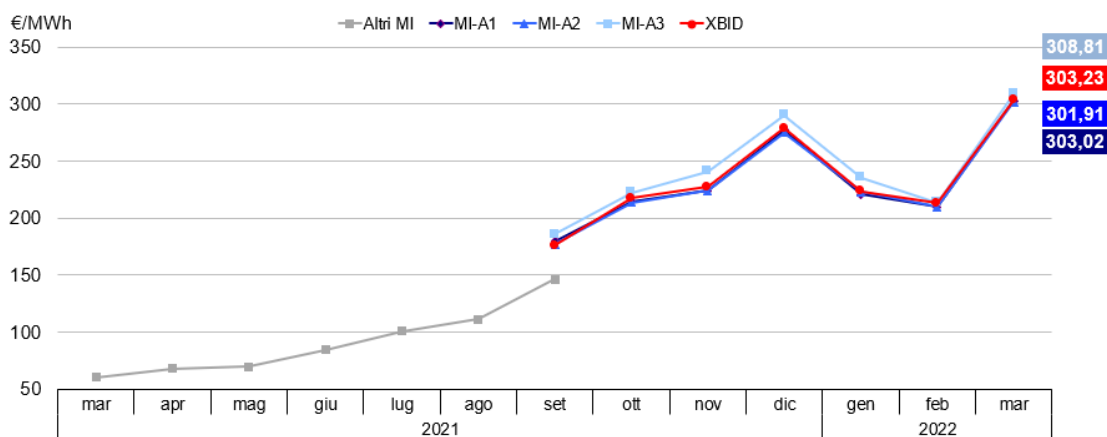


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima						Mercato Infragiornaliero					
	MGP		MGP		MI-A1		MI-A2		MI-A3		NEGOZIAZIONE CONTINUA	
	(1-24 h)	(13-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Nord	311,53	318,04	307,99	318,04	307,99	308,22	314,68	306,77				
			(-1,1%)		(-1,1%)	(-1,1%)	(-1,1%)	(-1,5%)				
Centro Nord	311,53	318,04	307,99	318,04	307,99	308,22	315,74	311,59				
			(-1,1%)		(-1,1%)	(-1,1%)	(-0,7%)	(+0,0%)				
Centro Sud	304,19	312,55	300,98	312,55	300,98	300,07	308,25	298,96				
			(-1,1%)		(-1,1%)	(-1,4%)	(-1,4%)	(-1,7%)				
Sud	296,78	304,62	293,70	304,62	293,70	292,47	303,41	294,22				
			(-1,0%)		(-1,0%)	(-1,5%)	(-0,4%)	(-0,9%)				
Calabria	295,88	303,43	292,37	303,43	292,37	290,89	301,35	292,57				
			(-1,2%)		(-1,2%)	(-1,7%)	(-0,7%)	(-1,1%)				
Sicilia	295,89	303,45	292,37	303,45	292,37	290,89	302,78	292,64				
			(-1,2%)		(-1,2%)	(-1,7%)	(-0,2%)	(-1,1%)				
Sardegna	304,19	312,55	301,04	312,55	301,04	300,07	322,41	300,67				
			(-1,0%)		(-1,0%)	(-1,4%)	(+3,2%)	(-1,2%)				

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

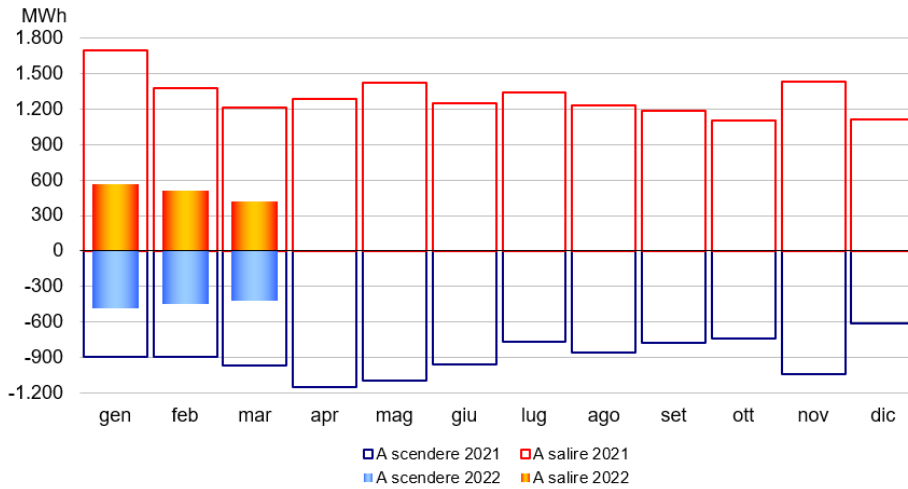
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Progressivamente in calo congiunturale da dicembre, nel MSD ex-ante gli acquisti di Terna sul mercato a salire scendono a 0,3 TWh (minimo in media oraria da aprile

2012, -65,6% sul 2021) e le sue vendite sul mercato a scendere a 0,3 TWh (minimo in media oraria da gennaio 2015, -56,7%) (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 12 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' relative solo a 3 giorni del mese per volumi pari a 18 GWh (-11,8 GWh). Gli

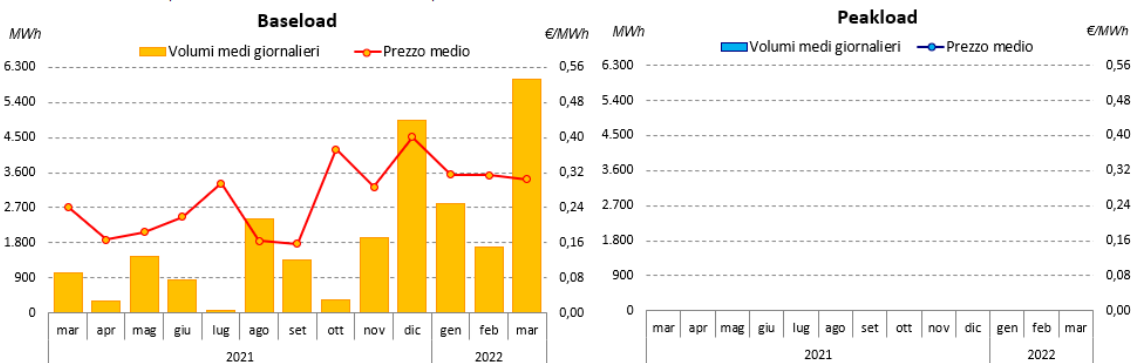
scambi si realizzano sul prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,30 €/MWh (+0,06 €/MWh) (Figura 2).

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	12 (62)	3/31 29/31	0,30 (0,24)	0,25 (0,10)	0,35 (1,00)	18.000 (29.803)	6.000 (1.028)
Peakload	- (-)	0/23 0/23	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	12 (62)					18.000 (29.803)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto baseload Aprile 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh e un prezzo di 255,70 €/MWh sul baseload e di 275,91 €/MWh sul peackload (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 2022	255,70	+16,3%	-	-	-	-	-	1	720
Maggio 2022	248,86	+20,0%	-	-	-	-	-	1	744
Giugno 2022	265,28	+13,4%	-	-	-	-	-	1	720
Luglio 2022	267,80	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	256,53	+16,5%	-	-	-	-	-	1	2.184
III Trimestre 2022	267,80	+14,0%	-	-	-	-	-	1	2.208
IV Trimestre 2022	249,53	+8,0%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	231,12	+8,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	172,68	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	187,08	+14,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									5.881

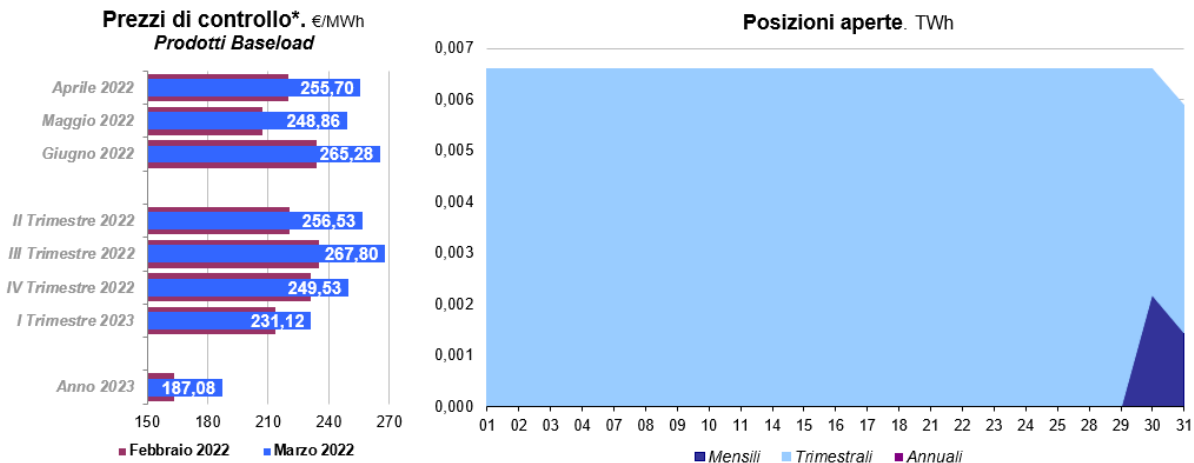
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Aprile 2022	275,91	+16,8%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2022	272,70	+20,5%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2022	289,11	+13,9%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2022	295,52	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	279,29	+17,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	292,42	+14,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	293,37	+8,5%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	257,11	+6,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	188,23	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	207,96	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									-
TOTALE									5.881

* 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)

Tornano in lieve crescita mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a marzo, pari a 19,8 TWh, risultate tuttavia inferiori allo scorso anno (-1,9%). In aumento su entrambi i riferimenti temporali, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,8 TWh (+10,2%) (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, come da inizio anno, resta modesto, attestandosi a 1,55 (-0,20 sul 2021) (Grafico 10).

Si confermano in crescita annuale i programmi registrati nei conti in immissione (8,0 TWh, +40,6%) e in riduzione quelli nei conti in prelievo (8,6 TWh, -11,5%); ancora dinamiche opposte per i relativi sbilanciamenti a programma, in calo nei primi (4,7 TWh, -19,5%) e più che raddoppiati nei secondi (4,2 TWh, +119,6%). Si osserva, infine, la presenza di un saldo programmi in immissione, sostanzialmente nullo dal 2012, pari a 365.655 MWh e la contestuale riduzione del medesimo dato in prelievo al minimo dell'ultimo decennio (879.220 MWh, -77,7%).

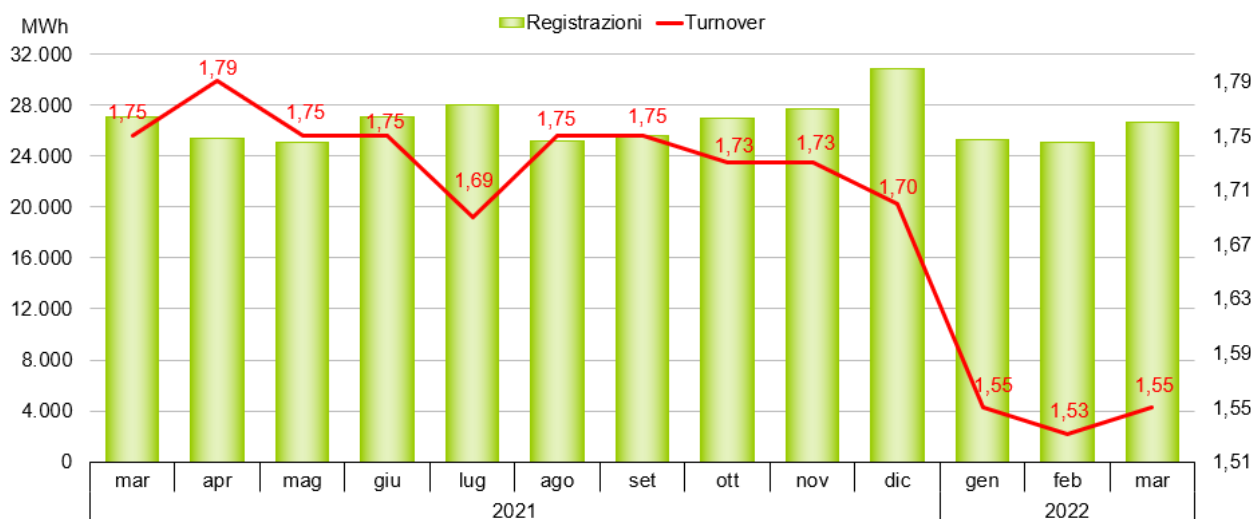
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	4.798.784	-20,9%	24,2%	Richiesti	9.867.626	+27,7%	8.579.537	-11,5%
Off Peak	63.491	-25,7%	0,3%	Rifiutati	1.819.081	-9,1%	17.426	-24,3%
Peak	65.196	-42,5%	0,3%	Registrati	8.048.546	+40,6%	8.562.111	-11,5%
Week-end	9	-	0,0%					
Totale Standard	4.927.479	-21,3%	24,8%	Sbilanciamenti a programma	4.720.903	-19,5%	4.207.337	+119,6%
Totale Non standard	14.897.250	+7,3%	75,1%	Saldo programmi	365.655	100%	879.220	-77,7%
PCE bilaterali	19.824.729	-1,6%	99,9%					
MTE	2.229	-96,3%	0,0%					
MPEG	18.000	-39,6%	0,1%					
TOTALE PCE	19.844.958	-1,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.769.448	+10,2%						

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 accelerano la crescita su base annua (+5,6%), portandosi ai massimi degli ultimi quattro anni per il mese di marzo. In aumento la richiesta dei settori civile (+4,2%) e, soprattutto, termoelettrico (+12,9%), quest'ultima spinta da una maggiore domanda, ridotte importazioni di energia elettrica e bassi livelli di offerta rinnovabile. In controtendenza i consumi del settore industriale (-10,3%). Su lato delle immissioni risultano in aumento le importazioni di gas sia tramite gasdotto (+1,6%) che rigassificatori GNL (+3,9%), mentre tornano a salire su base annua anche le erogazioni dai siti di stoccaggio

(+19,5%). Scende, infine, la produzione nazionale (-13,0%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 13,4 TWh (+13,9% su marzo 2021), rappresentativi di una quota sul totale consumato pari al 16% (+1 p.p.). Si accentua la crescita degli scambi su MGP-Gas a negoziazione continua (+71,8%), mentre risulta intenso il calo nei mercati intraday. Tornano in aumento e ai massimi storici i prezzi su tutti i mercati, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 125 €/MWh; TTF: 128 €/MWh), alimentate dagli effetti derivanti dal conflitto tra Russia e Ucraina.

IL CONTESTO

All'interno del contesto energetico nazionale ed internazionale caratterizzato dalla guerra tra Russia e Ucraina, a marzo, i consumi di gas naturale in Italia tornano in significativa crescita su base annua e salgono a 8.055 milioni di mc (85,2 TWh, +5,6%), superando i livelli pre-pandemia. In aumento, sui valori più alti da oltre un decennio per il mese in analisi, i consumi del settore termoelettrico, pari a 2.427 milioni di mc (25,7 TWh, +12,9%), spinti da una ripresa della domanda elettrica, da una contrazione delle importazioni e dalla ridotta disponibilità di energia rinnovabile. Meno intenso l'incremento della richiesta del comparto civile, pari a 4.062 milioni di mc (42,9 TWh, +4,2%), mentre si confermano in calo i consumi del settore industriale, scesi a 1.175 milioni di mc (12,4 TWh, -10,3%), secondo livello più basso degli ultimi dodici anni per il mese di riferimento, dopo il valore toccato nel 2020 in condizioni di lockdown. In aumento, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 391 milioni di mc (4,1 TWh, +46,7% e livello tra i più elevati di sempre).

I maggiori consumi sono stati soddisfatti, lato immissione, da un aumento delle importazioni di gas naturale a 6.283 milioni di mc (66,4 TWh, +2,0% e valore più alto dell'ultimo decennio per il mese di marzo), sia tramite GNL, il terzo consecutivo

(11,4 TWh, +3,9%), che tramite gasdotto (55,1 TWh, +1,6%) nonché da un aumento delle erogazioni dagli stoccaggi a 1.511 milioni di mc (16,0 TWh, +19,5%), rappresentando il 19% del totale prelevato (+2 p.p. sul 2021). In calo la produzione nazionale, pari a 261 milioni di mc (2,8 TWh, -13,0%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita a Melendugno (9,1 TWh, +175%), con una quota complessiva sul totale approvvigionato pari al 14% (+9 p.p.), e a Passo Gries (2,5 TWh, +536% dai livelli minimi dell'anno precedente). In flessione, invece, i flussi dalla Russia a Tarvisio (21,3 TWh, -15%) e dal Nord Africa, sia a Mazara (20,4 TWh, -8%) che a Gela (1,7 TWh, -50%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, cresce l'import a Cavarzere (7,3 TWh, +10%) e a Livorno (3,8 TWh, +41%), mentre permangono a regime ridotto i flussi a Panigaglia (0,2 TWh, -85%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 784 milioni di mc (8,3 TWh), in calo del 60% dal livello raggiunto a fine marzo 2021; il rapporto giacenza/spazio conferito su base annuale si attesta al 6,6% (-7,8 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.283	66,4	+2,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.934	20,4	-7,5%
Tarvisio	2.013	21,3	-14,7%
Passo Gries	239	2,5	+535,8%
Gela	162	1,7	-50,2%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	861	9,1	+174,7%
Panigaglia (GNL)	23	0,2	-84,7%
Cavarzere (GNL)	692	7,3	+9,5%
Livorno (GNL)	359	3,8	+41,4%
Produzione Nazionale	261	2,8	-13,0%
Erogazioni da stoccaggi	1.511	16,0	+19,5%
TOTALE IMMESSO	8.055	85,2	+4,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.663	81,0	+4,1%
Industriale	1.175	12,4	-10,3%
Termoelettrico	2.427	25,7	+12,9%
Reti di distribuzione	4.062	42,9	+4,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	391	4,1	+46,7%
TOTALE CONSUMATO	8.055	85,2	+5,6%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE PRELEVATO	8.055	85,2	+4,3%

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

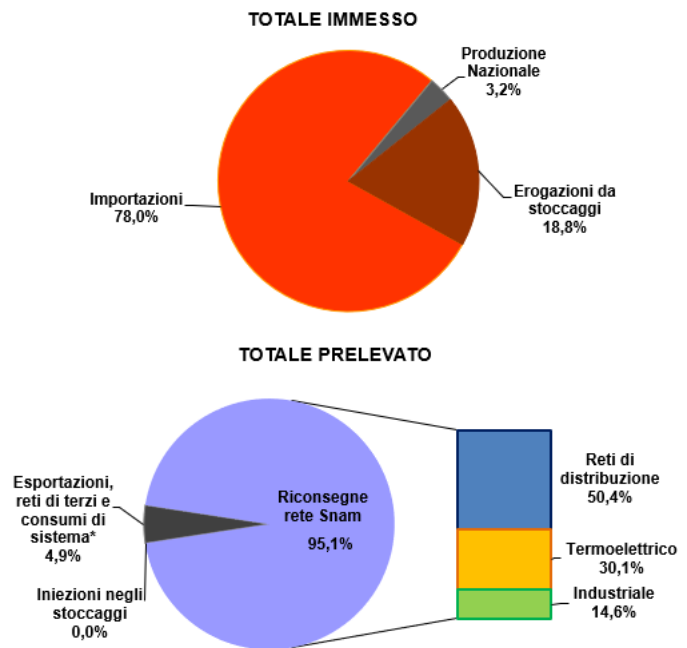
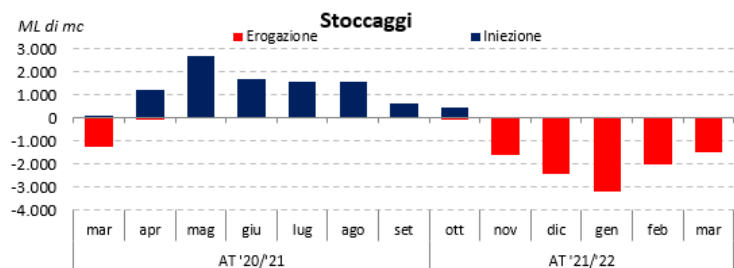
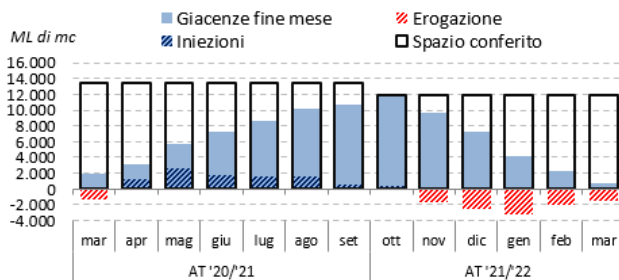


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2022)	784	8,3	-59,7%
Erogazione (flusso out)	1.511	16,0	+19,5%
Iniezione (flusso in)	-	-	-100,0%
Flusso netto	1.511	16,0	+29,6%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,0%
Giacenza/Spazio conferito	6,6%		-7,8 p.p.



Nell'instabilità dello scenario internazionale, le quotazioni, a distanza di due mesi, tornano ad aggiornare su tutti i mercati del gas naturale il massimo storico. Il riferimento al PSV sale a 125 €/MWh, rincarando di 43 €/MWh su base mensile (+52%) e 107 €/MWh su base annua (+586%), mentre quello al TTF si porta a 128 €/MWh (rispettivamente +49 €/MWh, +111 €/MWh). Entrambe le quotazioni mostrano un ripido trend rialzista nella prima parte del mese, iniziato in concomitanza

con l'avvio del conflitto russo-ucraino (lo scorso 24 febbraio) e culminato nella sessione del 7 marzo con picchi giornalieri sia al PSV che al TTF pari rispettivamente a 213 €/MWh e 227 €/MWh (massimi storici). Nella stessa giornata il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese raggiunge il livello record di -14 €/MWh. Prezzi inferiori si registrano nella seconda parte, confermandosi, tuttavia, su livelli elevati e molto volatili.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 13,4 TWh, in crescita sia rispetto al mese precedente (+6%) che su base annua (+14%), con una quota sul totale consumato al 16% (+1 p.p. su marzo 2021). La crescita su base annua risulta, ancora una volta, trainata principalmente dagli scambi registrati su MGP-Gas a contrattazione continua, che rafforza il suo peso nel mercato a pronti, confermandosi ampiamente primo mercato in termini di volumi. Nel dettaglio, gli scambi nei comparti a negoziazione continua ammontano a 6,7 TWh su MGP-Gas (+72% sul 2021) e a 3,6 TWh su MI-Gas (-24%); sul mercato intraday si osserva un significativo calo delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,0 TWh, -22%), solo lato acquisto (-80%), e degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,6 TWh, -25%), la cui quota (72%) rimane pressoché stabile rispetto allo scorso anno (-1 p.p.). Il peso degli scambi di MI-Gas e MGP-Gas in contrattazione continua sul totale negoziato sul MP-Gas si porta, pertanto, rispettivamente, al 27% e al 51%, quest'ultimo massimo storico. Con riferimento al

comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead si attestano a 2,3 TWh (-8% su base annua), di cui l'82% relativo a vendite da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 17% del totale scambiato su MP-Gas; gli scambi sul segmento intraday ammontano, invece, a 192 GWh (-36%), anch'essi prevalentemente riferiti a vendite del gestore di rete.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,6 TWh, in ripresa sia sul mese precedente (+17%) che su base annua (+82%). Entrambe le dinamiche riflettono principalmente le maggiori movimentazioni effettuate da Snam esclusivamente con finalità di bilanciamento (0,5 TWh, +299% su base annua), che riescono a compensare la riduzione delle contrattazioni tra operatori terzi (0,04 TWh, -80%).

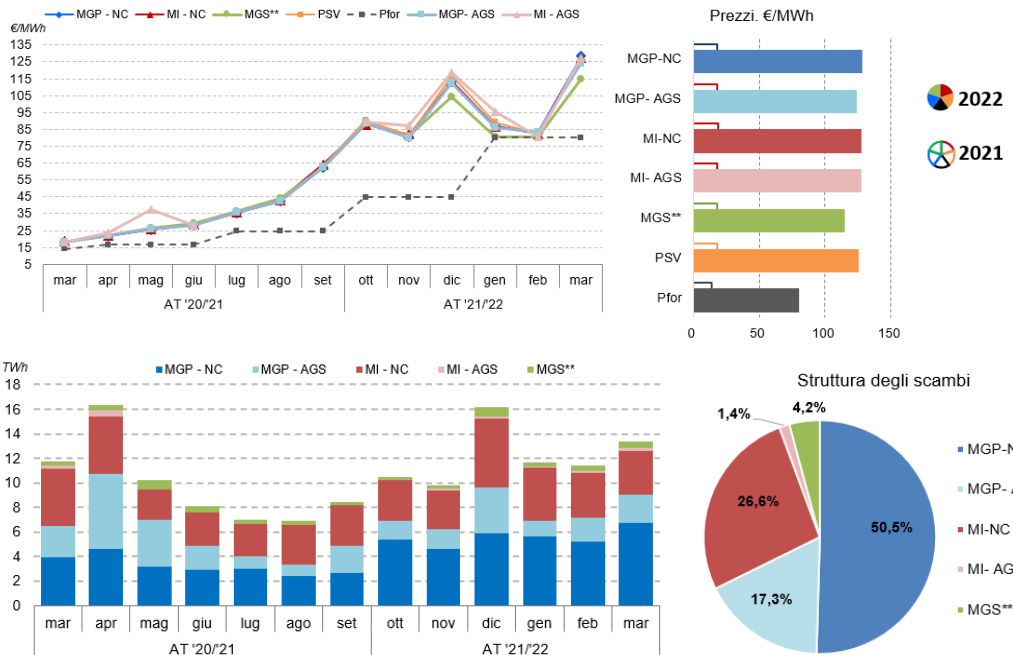
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi dei prezzi sui principali hub su entrambi gli orizzonti temporali, aggiornano ovunque il massimo storico, attestandosi a 124-128 €/MWh sui mercati title ed a 115 €/MWh su MGS.

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	128,32	(18,26)	+602,6%	66,00	315,00	6.749.136 (3.929.592)	+71,8%
Comparto AGS	124,00	(18,28)	+578,5%	83,09	270,00	2.312.232 (2.518.416)	-8,2%
<i>MI</i>							
Negoziazione continua	127,31	(18,54)	+586,7%	81,50	300,00	3.558.888 (4.685.856)	-24,1%
Comparto AGS	127,47	(18,28)	+597,1%	89,52	222,00	192.192 (300.192)	-36,0%
<i>MGS**</i>							
Stogit	114,85	(18,33)	+526,7%	85,00	200,15	564.879 (310.635)	+81,8%
Edison	-	(-)	-	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

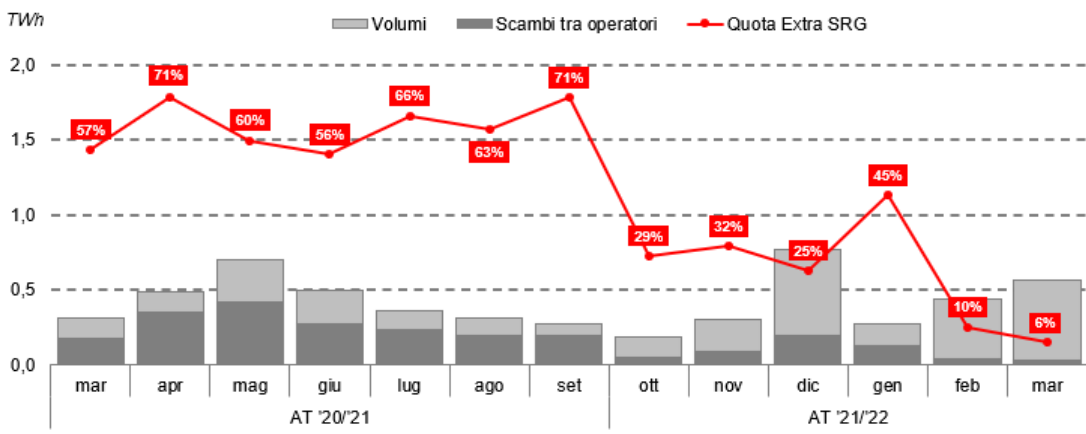


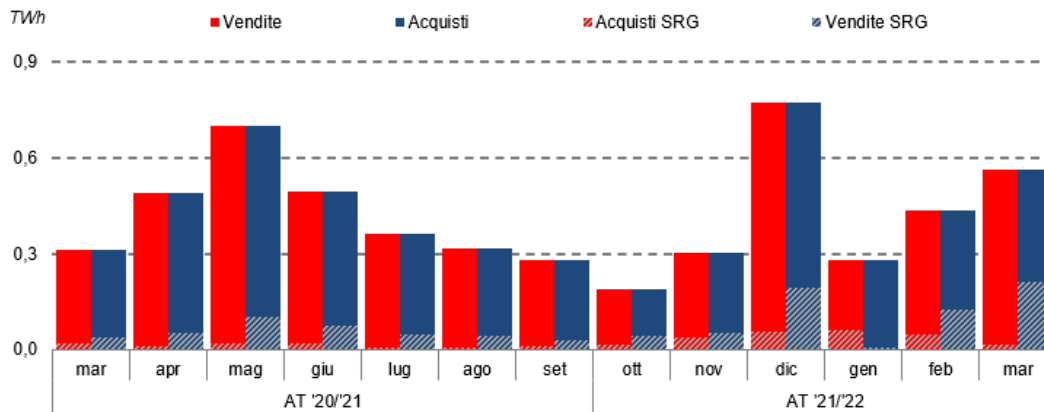
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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	MWh	MWh	MWh	
Totale	564.879	(310.635)	564.879	(310.635)	-	(-)	-	(-)
SRG	31.703	(39.922)	497.538	(92.669)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	31.703	(39.922)	497.538	(92.669)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	533.175	(270.713)	67.341	(217.966)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno





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

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*	Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-03	-	-	137,85 48,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-04	-	-	117,97 -	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-04	-	-	196,57 45,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-05	-	-	102,29 -21,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-06	-	-	103,24 -20,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-07	-	-	101,68 -	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	190,46 43,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	105,28 -18,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	106,68 -18,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	98,24 -20,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	104,09 -	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	68,23 -25,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	184,09 48,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	72,12 -	-	-	-	-	-	-	-	-
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 che resta teso, le quotazioni di greggio e combustibili proseguono, accentuandolo, il trend crescente osservato già da inizio anno, portandosi sui valori più alti dell'ultimo decennio per Brent e derivati e ai massimi

storici per il carbone. Nuovi record anche per i prezzi del gas e dell'elettricità registrati sulle principali piazze europee che interrompono bruscamente i timidi segnali ribassisti del primo bimestre dell'anno.

A marzo, le quotazioni di Brent (122,38 \$/bbl), gasolio (1.094,90 \$/MT) e olio combustibile (813,67 \$/MT) toccano i livelli più elevati almeno dal 2012 (+21%/+35% su febbraio e +73%/+115% sul 2021). Tutti i riferimenti subiscono un'impennata in particolare nella prima parte del mese, mantenendosi poi su livelli molto elevati e volatili, con il greggio che arriva a sfiorare 140 \$/bbl l'8 marzo, non scendendo mai sotto 111 \$/bbl nel corso di tutto il mese. Superiore di oltre 100 \$/MT rispetto al precedente record di ottobre, invece, il prezzo del carbone (341,28 \$/MT, +86% su febbraio e +410% sul 2021), che

descrive all'interno del mese una dinamica analoga a quella del petrolio, toccando a inizio mese valori anche di 441 \$/MT. I mercati a termine rivedono ancora al rialzo le quotazioni dei combustibili, attese nel breve periodo su livelli solo di poco inferiori agli attuali valori spot.

Il tasso di cambio euro/dollaro (1,10 €/€) risulta in flessione sia su base mensile che annuale (rispettivamente -3% e -7%), non alterando sostanzialmente, nella loro conversione in euro, le dinamiche di crescita 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	122,38	23%	85%	97,85	108,70	16%	112,46	22%	109,00	21%	88,08	10%
Olio Combustibile	USD/MT	813,67	21%	73%									
Gasolio	USD/MT	1094,90	35%	115%	881,25	1.089,38	35%	1.027,79	31%	972,98	26%	787,57	11%
Carbone	USD/MT	341,28	86%	410%	250,50	320,00	84%	317,00	97%	288,33	95%	201,14	71%

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	111,08	27%	100%		98,60	-	101,90	-	98,63	-	78,41	-
Olio Combustibile	EUR/MT	738,57	25%	87%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	994,02	39%	132%		988,10	-	931,22	-	880,41	-	701,11	-
Carbone	EUR/MT	310,05	91%	452%		290,21	-	287,19	-	260,88	-	179,13	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,10	-3%	-7%	1,12	1,10	-	1,10	-	1,11	-	1,12	-

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

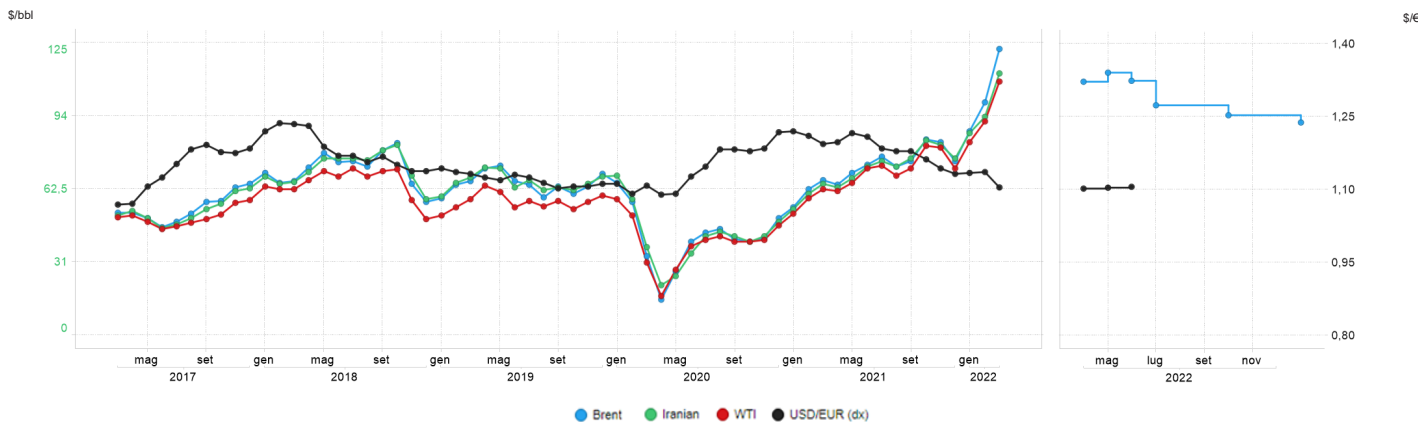


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

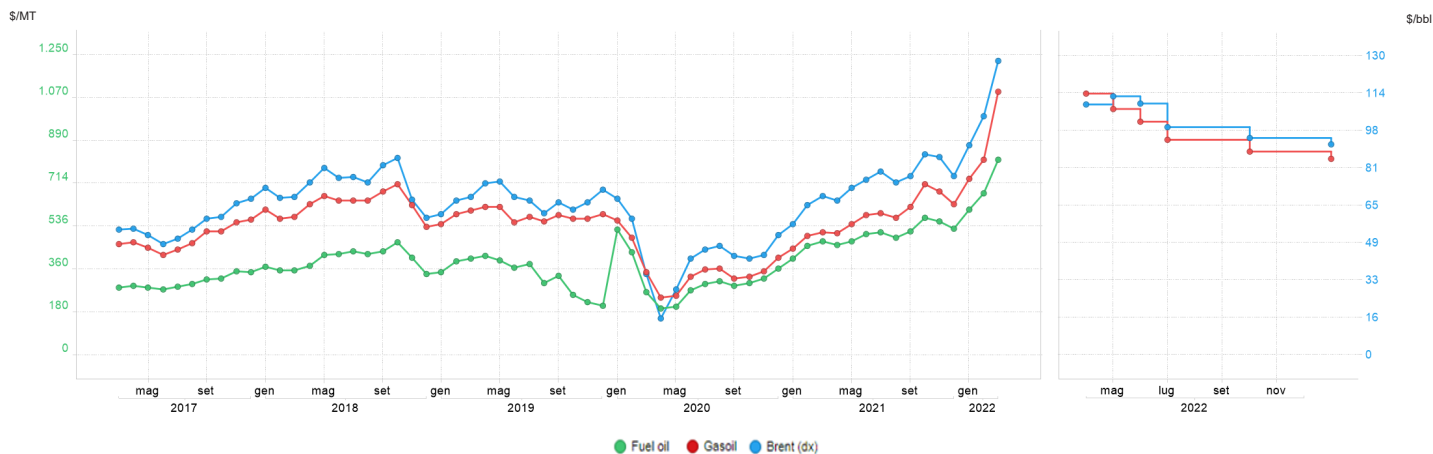
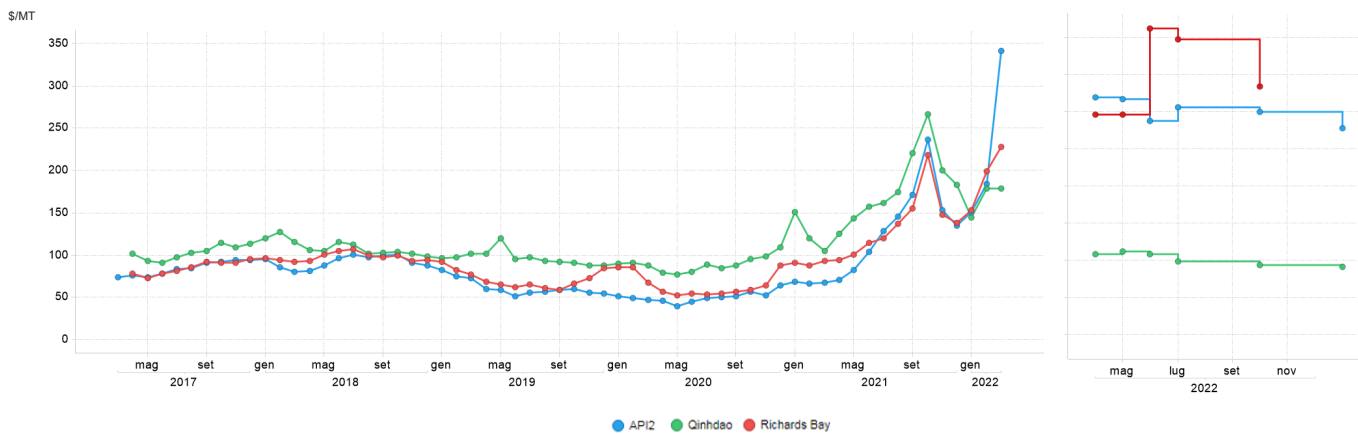


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



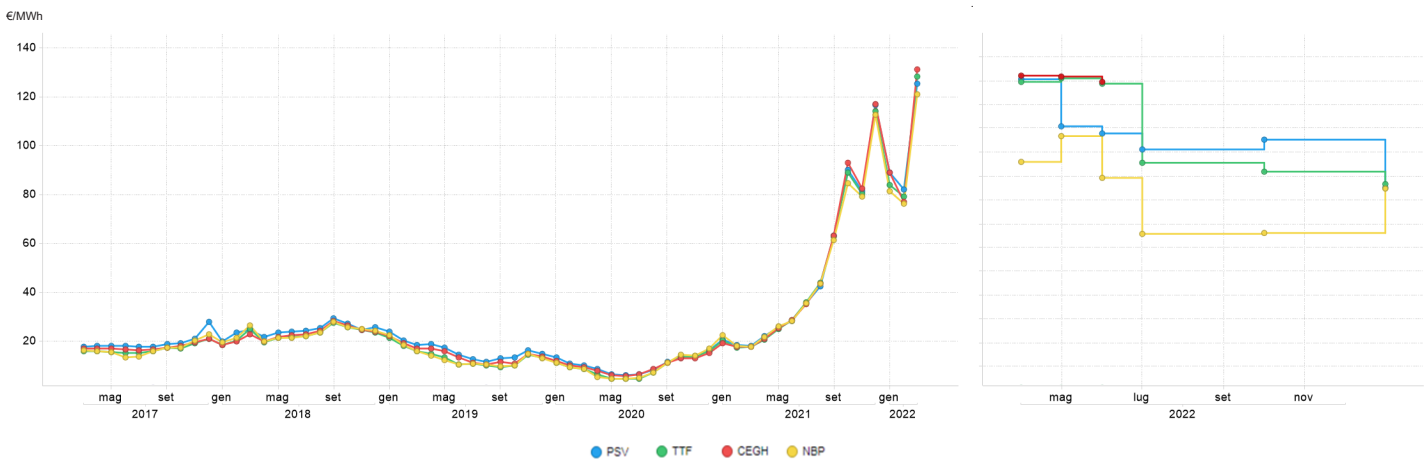
Nuovi record anche per le quotazioni sui principali hub europei del gas (+52%/+70% su febbraio e +580%/+632% sul 2021) che riprendono quota dopo i ribassi dei due mesi precedenti, attestandosi a 125,39 €/MWh sul PSV e a 128,25 €/MWh sul TTF. Torna negativo, dopo sei mesi, lo spread tra

i due riferimenti (-2,9 €/MWh, era +3,1 €/MWh a febbraio e +0,6 nel 2021), che risulta particolarmente elevato nella prima decade del mese, quando più ripida è l'ascesa dei due prezzi, saliti fino ai record giornalieri, rispettivamente, di 213 €/MWh e 227 €/MWh per la giornata dell'8 marzo.

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	125,39	52%	586%	100,00	130,82	58%	110,90	43%	107,78		71,97	28%
TTF	NL	128,25	62%	626%	97,50	129,63	65%	131,05	66%	128,81		72,54	30%
CEGH	AT	131,33	70%	632%	95,43	132,16	61%	131,70	61%	129,73			
NBP	UK	121,22	59%	580%	72,95	95,97	63%	106,70	92%	89,30			



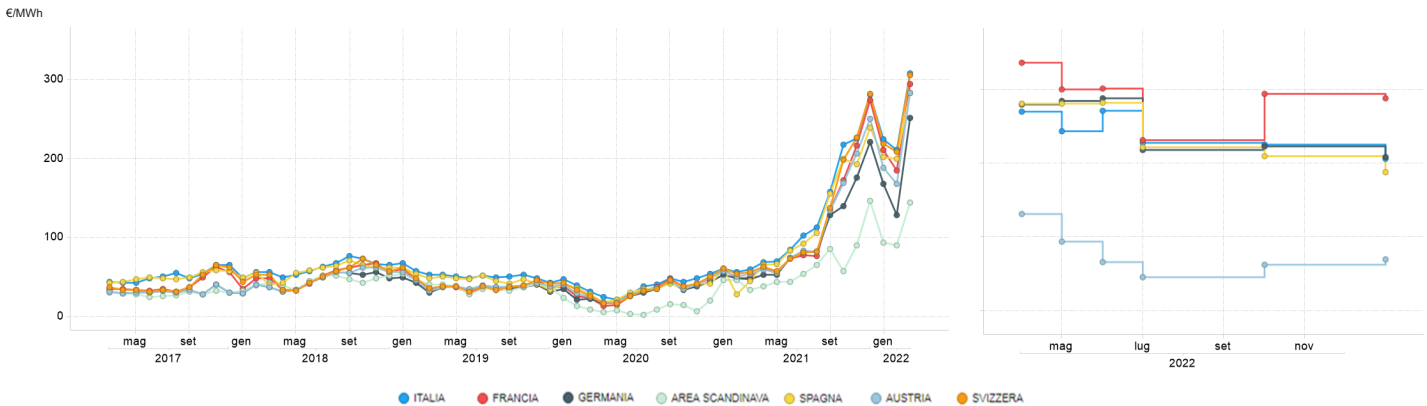
Sostenute da costi dei combustibili molti elevati, le quotazioni sui mercati elettrici rimbalzano dopo le flessioni del primo bimestre dell'anno (+42/+96% su febbraio e +323%/+524% sul 2021), tornando ad aggiornare i massimi storici. Il Pun italiano resta il più alto (308 €/MWh), ma riduce la sua distanza dalle quotazioni di Francia (295 €/MWh) e Germania (252 €/MWh), quest'ultima quasi raddoppiata rispetto a febbraio. Si conferma, invece, più bassa la quotazione dell'Area scandinava (145 €/MWh). Anche nei mercati elettrici,

valori particolarmente elevati delle quotazioni si registrano soprattutto nella prima parte del mese: esemplificativo, a tal proposito, il prezzo raggiunto alle ore 20 di martedì 8 marzo (700 €/MWh) contemporaneamente nelle zone italiane settentrionali e centrali, in Francia, in Austria, in Slovenia, in Spagna e in Germania, unite in un'unica zona di mercato. Quotazioni previste ancora in rialzo sui mercati elettrici futures e in Francia e Germania anche superiori agli attuali livelli spot nel prossimo trimestre.

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	308,07	46%	410%	229,42	269,59	40%	243,45	31%	270,96	16%	182,22	17%
FRANCIA	295,20	59%	488%	246,19	336,09	57%	299,37	59%	300,23		199,28	23%
GERMANIA	252,01	96%	435%	219,92	278,82	52%	283,57	57%	287,85		168,01	17%
AREA SCANDINAVA	144,79	60%	323%	110,50	130,98	91%	93,76	92%	66,21		49,98	27%
SPAGNA	283,39	42%	524%	239,00	280,77	42%	280,25	41%	281,08		141,36	10%
AUSTRIA	282,90	69%	428%									
SVIZZERA	306,05	47%	445%									



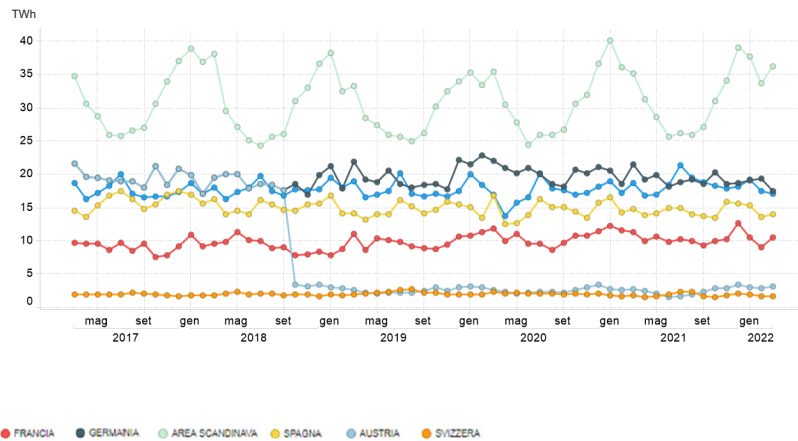
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, con l'eccezione dell'Area scandinava (36,3 TWh, +3%), le negoziazioni risultano in riduzione in Italia (17,1 TWh, -8%), in

Francia (10,6 TWh, -6%), in Spagna (14,1 TWh, -6%) e ancor più in Germania, dove scendono su uno dei livelli più bassi degli ultimi anni (17,5 TWh, -19%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,1	-11%	-8%
FRANCIA	10,6	5%	-6%
GERMANIA	17,5	-18%	-19%
AREA SCANDINAVA	36,3	-3%	3%
SPAGNA	14,1	-6%	-6%
AUSTRIA	3,2	-1%	12%
SVIZZERA	1,7	-11%	-10%



* 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), a marzo, il prezzo medio rimane stabile a 259,99 €/tep e poco volatile, a fronte di una significativa crescita degli scambi (+80%). Dinamiche ribassiste, invece, sia in termini di prezzi che di volumi sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 0,73 €/MWh (-39,4%), confermandosi

più alto delle quotazioni bilaterali, in calo a 0,45 €/MWh (-10%). In calo gli scambi sul mercato (-41%), a fronte della netta crescita registrata sulla piattaforma bilaterale (+399%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,3 TWh, ad un prezzo medio di 1,66 €/MWh.

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a marzo non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a marzo si attesta a 259,99 €/tep, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente (+0,1%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media complessiva scende a 142,01 €/tep (-18,8%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 118 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 7,95 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 56% (-12 p.p. su febbraio). In riduzione al 3% (-31 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo

di mercato (259,85-260,98 €/tep). I titoli negoziati crescono sul MTEE, dove si attestano a quasi 101 mila tep (+79,8% su febbraio), con la liquidità del mercato al 92,5% (+30 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di un consistente calo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 8,2 mila tep (-75% e livello più basso da luglio 2009).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.631.937 tep, in aumento di 90.861 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 2.719.645 tep, in crescita di 90.861 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	259,99	+0,1%	259,20	260,98	100.983	+79,8%	26,26	+79,9%	155	+3,3%	0,2%	-0,1 p.p.	4	+3
Bilaterali	142,01	-18,8%	0,00	261,50	8.175	-75,4%	1,16	-80,0%						
con prezzo >1	252,04	-2,2%	225,00	261,50	4.606	-79,6%	1,16	-80,0%						
Totale	251,16	+10,0%	0,00	261,50	109.158	+22,1%	27,42	+34,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

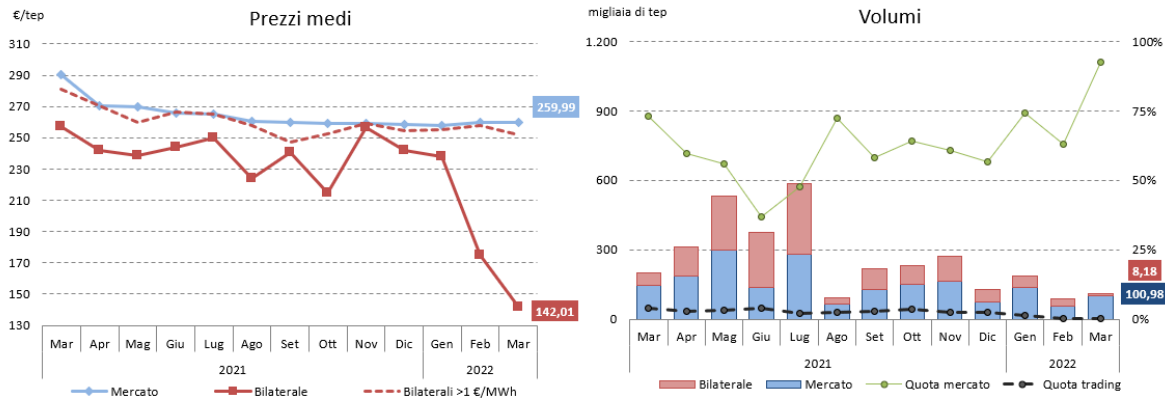
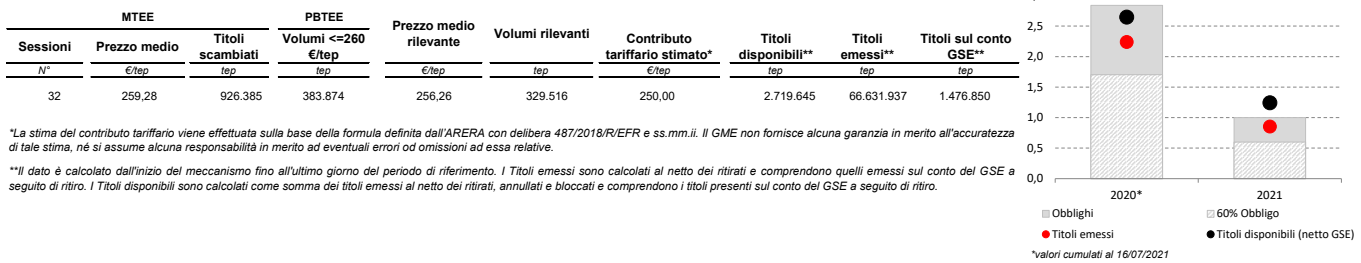


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

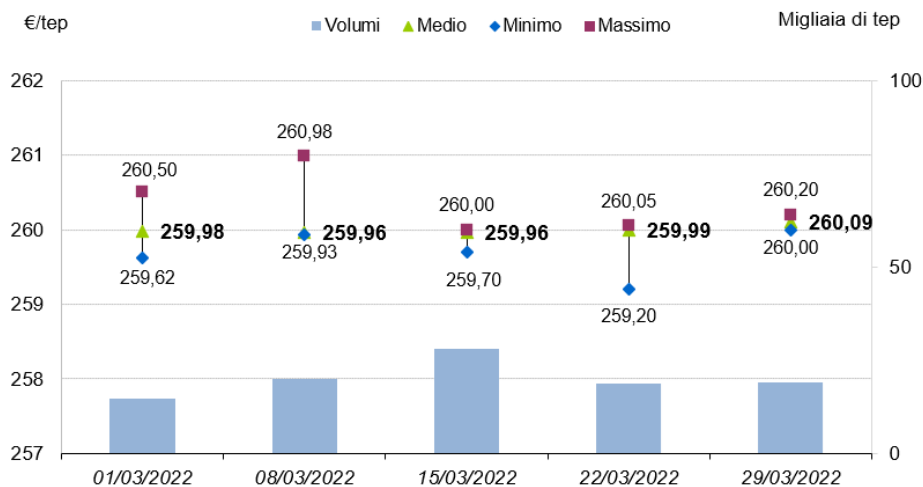


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 260 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente basso e pari a 66 c€/tep, in crescita rispetto a quanto

rilevato lo scorso febbraio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 20,2 mila tep, con un massimo di 28,2 mila tep raggiunto nella sessione del 15 marzo.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nell'ultimo mese di contrattazione delle garanzie riferite all'anno di produzione 2021, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 0,73 €/MWh (-39,4% su febbraio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,45 €/MWh (-10,1%), con il loro differenziale che si riduce quindi a 0,28 €/MWh. Sul MGO il calo delle quotazioni interessa tutte le tipologie, con livelli compresi tra 0,71 €/MWh delle tipologie Altro, Eolico e Idroelettrico ed i 0,77 €/MWh della tipologia Solare. Variano, invece, tra i 0,33 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico ed i 0,62 €/MWh del Solare i prezzi sulla PBGO.

I volumi negoziati sul mercato scendono a 149 mila MWh (-41% rispetto al mese precedente), mentre risultano quintuplicati quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a circa 34,7 TWh (+399% su febbraio), a conferma della propensione degli operatori, mostrata anche gli anni precedenti, a concentrare gli scambi in prossima della scadenza del periodo di contrattazione.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,3 TWh, ad un prezzo medio di 1,66 €/MWh, in aumento rispetto alla sessione di gennaio (+66%) per effetto di un diffuso incremento dei prezzi delle varie tipologie scambiate.

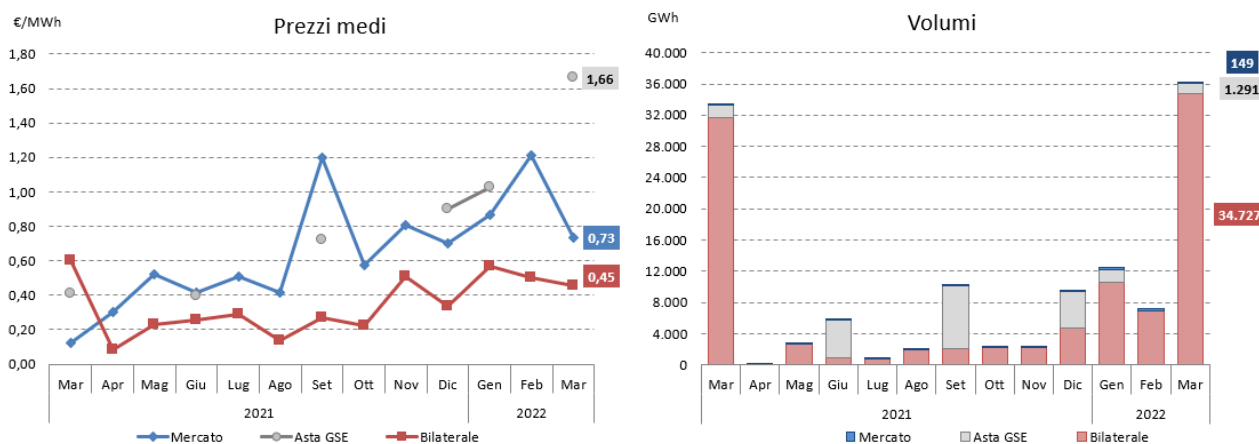
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,73	-39,4%	0,70	0,85	148.880	-40,8%	109.330	-64,1%
Bilaterali con prezzo >0	0,45	-10,1%	0,00	4,00	34.726.550	+398,9%	15.705.625	+348,5%
	0,48	-7,2%	0,01	4,00	32.725.303	+383,3%	15.705.625	+348,5%
Totale	0,45	-14,1%	0,00	4,00	34.875.430	+383,6%	15.814.955	+315,5%
Asta GSE	1,66	-	1,11	2,40	1.291.264	-	2.143.744	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

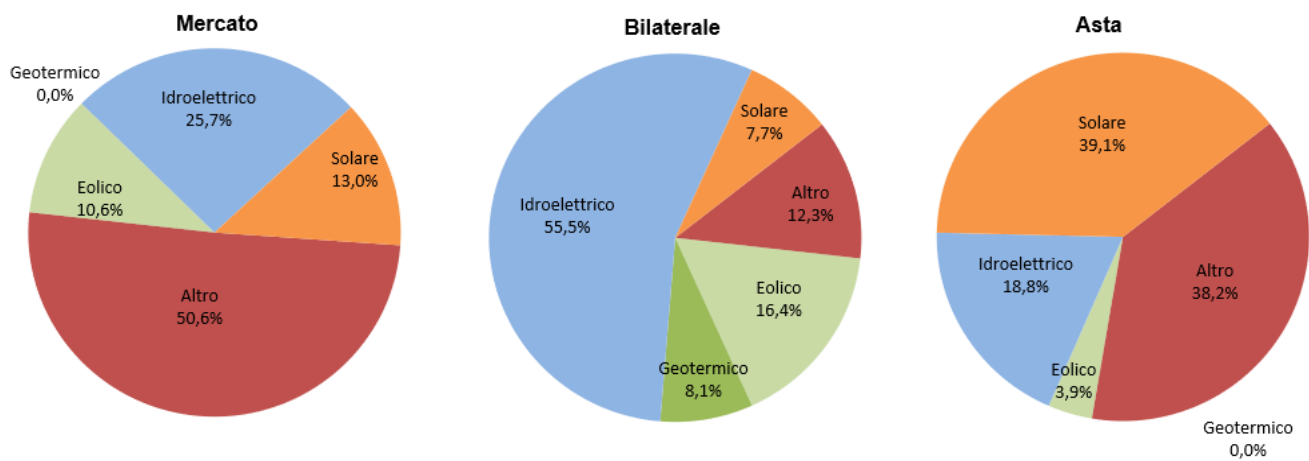


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

sul mercato (51%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (56%) e di quelle Solare e Altro in asta (39% e 38%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



CARBONE: NEL 2021 CRESCITA OLTRE OGNI ATTESA

di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Nel 2020, la riduzione della domanda di carbone aveva interessato soprattutto il settore della generazione elettrica (-4% sul 2019). Il comparto ha assorbito circa il 40% del calo complessivo della richiesta di questa fonte, risentendo delle politiche di lockdown imposte dal rapido diffondersi del virus e, ancor prima, di un inverno particolarmente mite e della concorrenza di altre fonti energetiche.

Specularmente ai 12 mesi prima, nel 2021, i consumi di carbone dell'industria e delle centrali elettriche registrano un aumento: rialzo per quest'ultime, già riscontrabile dalla fine del 2020, a causa di un'ondata di gelo senza precedenti, abbattutasi in Asia³.

Complessivamente nel 2021, l'aumento della richiesta di carbone per la generazione elettrica è quantificabile in un +9% sul 2020 (+4,7% sul 2019), per un volume complessivo che si porta a 10.300 TWh, il massimo mai registrato⁴. Il carbone ha così coperto il 36% del mix elettrico mondiale: uno share ancora incompatibile rispetto all'8% del 2030 e ancor peggio allo 0% al 2050, auspicato dallo scenario più estremo dell'AIE (Net Zero Emissions), ma anche molto lontano dallo scenario inerziale (STEPS) che quantifica il peso del carbone nel mix elettrico rispettivamente al 26% al 2030 e al 13% al 2050.

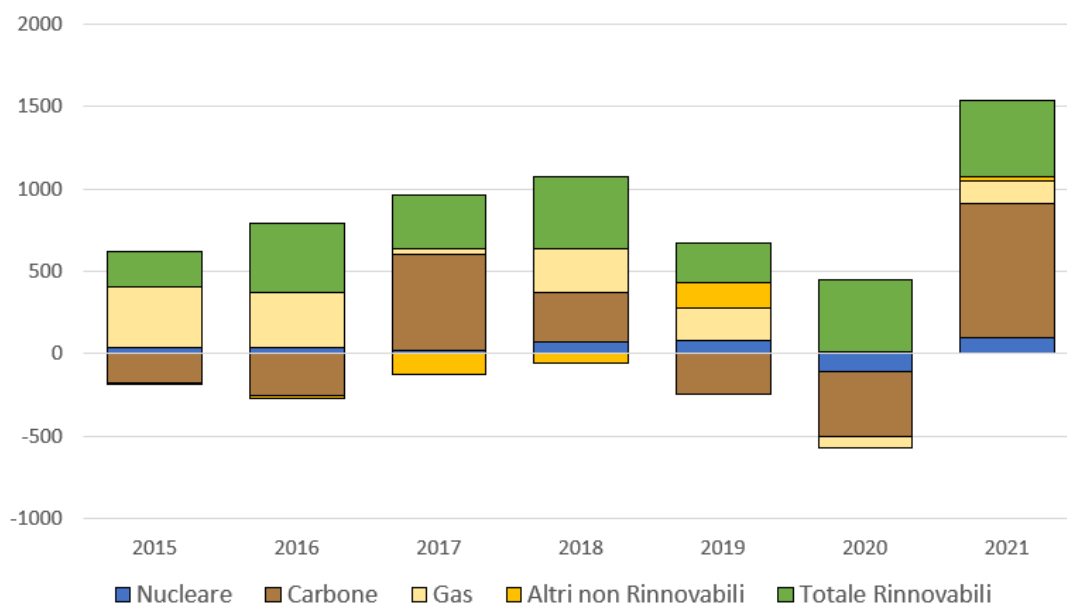
Cresce anche il consumo del carbone dell'industria, seppur ad un tasso inferiore rispetto all'elettrico. L'AIE stima,

infatti, un +0,2% (rispetto al -5,4% dell'anno prima) per la domanda di carbone termico da destinare a settori diversi dalla generazione elettrica (tipo l'industria del cemento), mentre il carbone metallurgico, utilizzato soprattutto per la produzione dell'acciaio, aumenta dello 0,5%, compensando in parte il calo del 3% del 2020.

Alla base della crescita del consumo, ci sono tre ragioni principali. In primo luogo, la ripresa economica, con un PIL mondiale stimato essere cresciuto del 6% nel 2021: il tasso più alto almeno dal 1980⁵ e su un livello superiore rispetto a quanto inizialmente preventivato (5,5% era la stima a inizio 2021). In secondo luogo, il succedersi di un inverno gelido seguito da un'estate molto calda ha sostenuto, insieme alla ripresa economica, la domanda elettrica, che segna +6% sul 2020, per l'incremento in valore assoluto (oltre 1.500 TWh) maggiore di sempre. Un aumento soddisfatto grazie soprattutto ad un maggior ricorso al carbone (come detto prima in aumento del 9%), che cresce più di ogni altra fonte; la generazione da FER, infatti, complici in alcune regioni le scarse piogge e una debole attività ventosa, aumenta solo del 6% (in linea con la variazione del 2020) assorbendo il 28% del mix; quella a gas segna + 2% (penalizzata da prezzi elevatissimi) coprendo il 23% del mix e quella da nucleare +3,5%, tornando sui valori pre-pandemia (10% della generazione).

Variazioni nella generazione elettrica mondiale per fonte

Fonte: Elaborazioni Rie su dati IEA



(continua)

La terza ragione a condizionare la crescita è stata l'aumento continuo e straordinario dei prezzi del gas, che mese su mese, specie in Europa, hanno frantumato al rialzo ogni record, rendendo così maggiormente conveniente la generazione a carbone. Se prendiamo a riferimento l'UE 27, dove nel 2021 i prezzi spot del gas sono più quadruplicati rispetto al 2020, produrre⁶ un MWh di elettricità a gas è costato mediamente sui 112 euro a fronte di circa 60-62 euro per un MWh prodotto a lignite o hard coal.

Negli Usa, invece, mentre i prezzi all'Henry Hub (benchmark di riferimento del gas americano) chiudono, in media annua, a 3,9 doll/Mbtu, più del doppio rispetto alla media del 2020, quelli del carbone⁷ sono rimasti più stabili, muovendosi al rialzo ma all'interno di un range più ristretto, con una conseguente convenienza al suo utilizzo in fase di generazione. Il costo di produzione dell'elettricità da carbone, nel secondo semestre 2021, è aumentato di appena il 6% rispetto al pari periodo 2020, al contrario quello del gas è cresciuto di oltre il 90%.

...non ha corrisposto un'offerta altrettanto robusta

Se la domanda è cresciuta velocemente e in maniera sostenuta, non altrettanto si è verificato per l'offerta. Complessivamente nel 2021, l'output carbonifero è aumentato nell'intorno del 4%, meno rispetto al calo subito l'anno prima (quasi 5%) e meno, per l'appunto, rispetto all'aumento della domanda (+4,5%). Il che si è tradotto in un ricorso massiccio alle scorte e in un inevitabile impatto rialzista sui prezzi⁸.

Le ragioni di tale trend sono in parte di natura congiunturale, ma in parte anche ascrivibili a un trend strutturale di declino iniziato ormai da diversi anni e amplificatosi, poi, con la pandemia.

Tra le prime ragioni vi rientrano proteste e instabilità sociali, come quelle che hanno interessato l'area di Richards Bay in Sud Africa, e condizioni meteorologiche avverse. Abbondanti piogge, come quelle abbattutesi nella provincia cinese di Shanxi; un'intensa attività monsonica che ha colpito l'India (danneggiando siti produttivi e strade); forti tempeste nel porto di Newcastle in Australia, o inondazioni in Indonesia, nelle regioni di Kalimantan e Sumatra, tali da costringere i produttori a dichiarare lo stato di forza maggiore, hanno sottratto al mercato ingenti quantitativi di carbone, costringendo gli operatori a ricorrere massicciamente alle scorte, peraltro nemmeno ben ricostituite. Molte miniere sono state costrette a limitare

o fermare la produzione, il che ha portato le istituzioni a imporre razionamenti o peggio il blocco delle forniture elettriche.

Per far fronte alle criticità, l'intervento dei governi, specie di quelli in cui il settore è gestito da compagnie statali, è stato incisivo e ha spinto a potenziare al massimo la produzione, laddove possibile, e a ridurre le esportazioni, a vantaggio dei consumi interni. Scelta, quest'ultima, che ha ridotto i margini degli esportatori che non hanno potuto usufruire a pieno di un contesto internazionale di prezzi molto elevati.

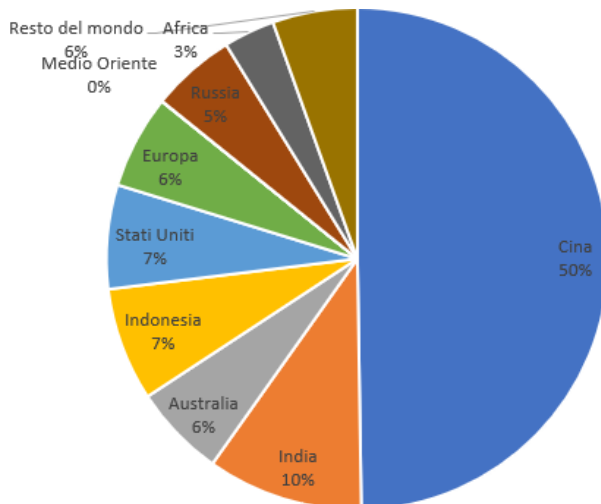
A disastri naturali così devastanti ed estesi geograficamente, si aggiunge una politica, ormai decennale, di scarsi investimenti nel settore, ridottisi di portata e concentrati prevalentemente nel potenziamento o riapertura di miniere già esistenti e molto meno nell'avvio di produzione da nuovi siti. A disincentivare gli investimenti hanno concorso, in primis, politiche climatiche sempre più ambiziose in termini di obiettivi di riduzione delle emissioni in cui il peso del carbone, la più inquinante fra le fonti fossili, viene progressivamente ridotto fino al suo "teorico azzeramento". Queste misure coinvolgono un numero crescente di Stati anche al di fuori dei confini dell'Europa del Green Deal: la Cina, che ancora oggi è il principale consumatore di carbone, a sorpresa annuncia il 22 settembre 2020 il target di zero emissioni al 2060 e un anno dopo, in occasione dell'Assemblea generale delle Nazioni Unite, dichiara lo stop alla costruzione di centrali a carbone all'estero. In Canada, il Partito Liberale al governo si è impegnato a vietare tutte le esportazioni di carbone termico, indipendentemente dal fatto che il carbone sia stato estratto in Canada o meno, sospendendo le approvazioni per nuove miniere.

In secondo luogo, a frenare gli investimenti hanno contribuito: difficoltà nel reperimento dei capitali, con sempre più istituti finanziari a livello globale che, pressati da un'opinione pubblica contraria, riducono o addirittura escludono ogni esposizione al carbone; aumento dei costi, tanto della manodopera quanto di altri componenti (come diesel o prodotti legati all'acciaio funzionali all'attività estrattiva); rialzo marcato dei noli anche a seguito delle misure restrittive di contenimento della pandemia che ha costretto alla chiusura diversi porti o all'allungamento dei tempi di caricamento/scaricamento; attività di vendita del carbone sulla base di prezzi inferiori rispetto a quelli spot, che hanno disincentivato la stipula di nuovi contratti.

(continua)

Offerta mondiale di carbone nel 2021 per regione

Fonte: Elaborazioni Rie su dati IEA



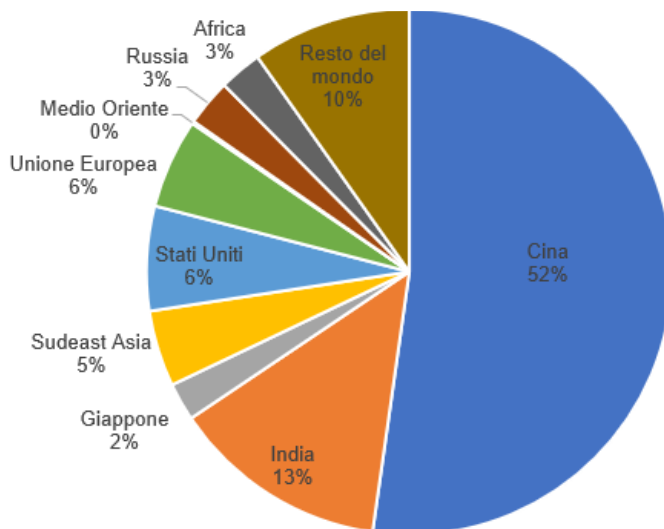
Focus regionale

Così come evidenziato per il 2020, in cui le disparità in termini di consumi di carbone fra i vari bacini sono state evidenti (al +1% della Cina ha fatto da contraltare un calo nell'intorno del 20% di Usa e Unione Europea, dell'8% di

India e 10-11% di Africa e America Centrale e Meridionale), nel 2021, l'aumento della domanda è stato meno marcato a Est, con l'Asia Pacifico che registra circa +5% e la Cina +4,6%, rispetto a Ovest, con Usa +15%, Unione Europea +12%.

Domanda di carbone nel 2021 per regioni

Fonte: Elaborazioni Rie su dati IEA



Ma andiamo per ordine e partiamo da Oriente. Nel 2021, ancora una volta, la Cina si conferma il key player del mercato: i numeri che ruotano intorno a questo paese sono tali che una oscillazione al rialzo o al ribasso può avere ripercussioni importanti a livello internazionale. Nonostante gli sforzi intrapresi in un'ottica di decarbonizzazione e progressivo phase out dal carbone, Pechino continua ad essere il principale consumatore e produttore di questa fonte, assorbendo da solo circa il 50% del totale consumato nel mondo, mentre le sue centrali elettriche (incluso il teleriscaldamento) che ancora producono circa il 65% dell'elettricità del paese, assorbono 1/3 della domanda globale. Unico paese, nel 2020, ad aver registrato un aumento, seppur lieve (+1%), la Cina segna una nuova crescita nel 2021, quantificabile in circa un +4,6%⁹ (il tasso maggiore in un decennio), e ascrivibile da un lato, alla ripresa economica e dall'altro, alle misure di supporto che il governo ha riconosciuto al settore dell'acciaio, del cemento e alle altre industrie coal intensive. Una domanda che corre ancora più veloce dell'offerta e che, nonostante gli sforzi profusi dal governo per potenziare al massimo la produzione e contenere le estrazioni illegali, ha costretto a metà anno molte imprese manifatturiere a sospendere le loro attività. Nella provincia del Guangdong, ad es., il distretto della ceramica ha tagliato l'output del 70%, mentre in quella dello Yunnan a contrarsi dell'80% è stata la produzione di cemento.

In India, i consumi complessivi di carbone sono cresciuti di circa il 13% sull'anno precedente, con questa fonte che ha coperto oltre il 70% del mix di generazione del paese. Qui, a differenza della Cina, le politiche climatiche sono "meno esigenti" e, oltre a procrastinare di un decennio il raggiungimento del net zero emissions, non fanno mistero sul ruolo di spicco riconosciuto a questa fonte ancora per molti anni a venire. A trainare la domanda, un'economia in ripresa nel post-Covid, un calo marcato della produzione idroelettrica e prezzi spot record del gas che hanno limitato un più massiccio ricorso a questa fonte. La produzione di carbone, però, non è riuscita sempre a stare al passo con la domanda, tanto che gli operatori sono stati costretti a intaccare pesantemente le scorte, giunte a livelli critici (al di sotto di 4 giorni di copertura).

In linea, invece, con i due anni precedenti i consumi del carbone in Giappone, che a differenza di altri paesi non ha avuto la necessità di aumentarne l'utilizzo, nemmeno nel comparto della generazione elettrica, in ragione del fatto che i prezzi del gas, essendo indicizzati al petrolio piuttosto che a valori record spot, non hanno subito grosse oscillazioni al rialzo, tali da favorirne lo switch. Prova ne sia che nel corso del 2021 la produzione netta di elettricità prodotta da gas è stata sempre superiore a quella del carbone, mentre quest'ultima è risultata minore rispetto a quella registrata nel 2020. Il tutto in linea con la politica di decarbonizzazione posta in essere dal governo.

Spostandoci ad Occidente, negli USA, secondo i dati EIA DOE¹⁰, complessivamente nel 2021 la domanda di carbone è aumentata del 15% rispetto all'anno precedente, in ragione della ripresa economica post-pandemia – che ha trainato con

sé i consumi tanto dell'industria quanto del comparto elettrico – e dell'aumento dei prezzi del gas, ai massimi da decenni e su livelli il doppio vs il 2020. Proprio il comparto della generazione elettrica, che assorbe oltre il 90% dei consumi totali di carbone, conosce, per la prima volta dal 2014, un balzo in avanti (+16%), guadagnando 3 pp di share sul mix elettrico (dal 20 al 23%) ed erodendo spazio al gas (che dal 39% passa al 37%) e al nucleare che perde 1 pp fermandosi al 20%, mentre rimane stabile l'apporto delle FER al 20%. Una crescita che assume ancora più rilevanza nel contesto di strutturale declino che questa fonte ha conosciuto negli ultimi anni. Dal 2011 a fine 2021, infatti, quasi 95 GW di capacità di carbone sono stati ritirati, a fronte di appena 8,5 GW di nuove centrali operative, tutte tra l'altro entrate in funzione prima del 2013. Nel 2021, anche le esportazioni di carbone Usa hanno conosciuto una crescita del 23% raggiungendo soprattutto i porti di 5 paesi: India, Cina, Giappone, Paesi Bassi e Sud Corea.

Nell'Unione Europea, i dati di Eurostat ci indicano per l'anno appena concluso un consumo complessivo di carbone nell'intorno dei 437 milioni di tonnellate, in aumento di quasi il 12% rispetto al 2020. Benché a crescere siano tanto i consumi dell'industria, quanto quelli del settore elettrico, è tuttavia in questo comparto che si registra un vero e proprio rebound: quasi +20% sul 2020, per una quota sul mix elettrico del 15%, in aumento di 2 pp sull'anno precedente. Si tratta di un'inversione, probabilmente temporanea, del trend di decrescita che la generazione a carbone aveva intrapreso senza soluzione di continuità dal 2014. Tuttavia, nonostante l'aumento a due cifre, in valori assoluti i TWh di energia elettrica prodotti a carbone sono stati leggermente più bassi (-3%) di quelli registrati nel 2019, prima della diffusione della pandemia. Varie le ragioni alla base di questo trend: da un lato, una ripresa dei consumi elettrici cresciuti di quasi il 4%, trainati soprattutto dalla ripartenza economica e da un inverno particolarmente freddo (il mese di aprile 2021 è stato il più freddo dal 2003). Dall'altro, prezzi spot del gas naturale su livelli record (in media più che quadruplicati rispetto al 2020) che hanno reso più competitiva la generazione a carbone, nonostante, e il dato assume ancora più rilevanza, quest'ultima fosse svantaggiata da prezzi dei permessi di emissione in aumento di quasi il 120% sul 2020 (da 24,7 a 53 euro/tonn).

Se spostiamo l'attenzione sui singoli Paesi Membri, le differenze in termini di consumo di carbone per la generazione elettrica sono state molto marcate, per il diverso peso che questa fonte e il gas, a cui il carbone ha eroso spazio, riveste nei singoli mix elettrici.

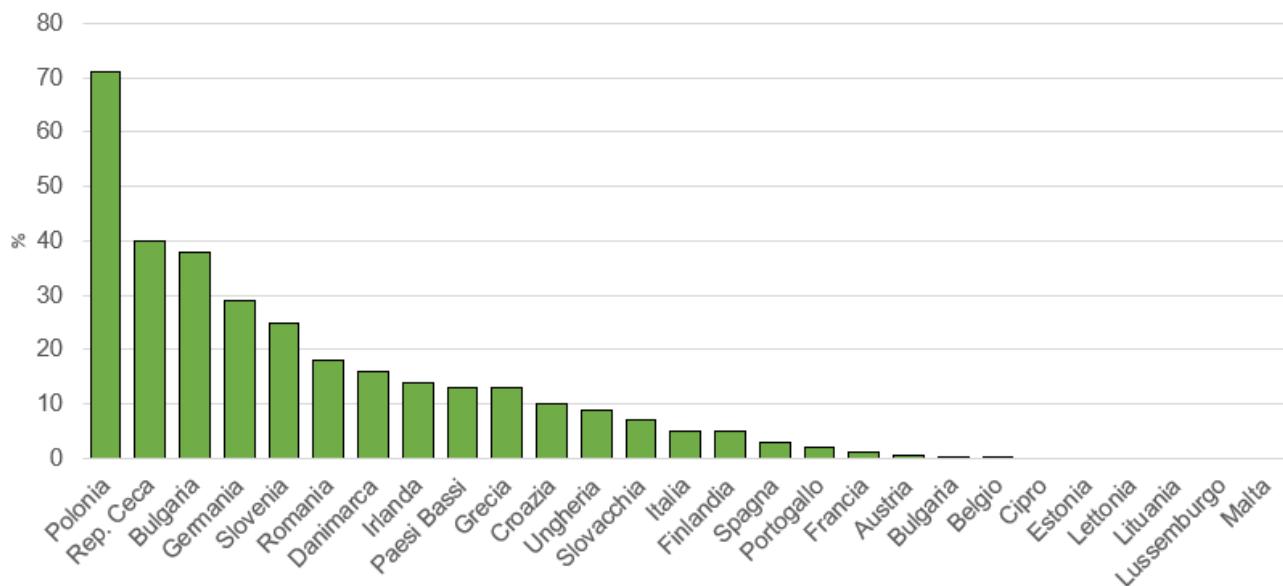
In assoluto, il paese più dipendente dal carbone è stato la Polonia, dove questa fonte ha coperto il 70% del mix elettrico. Seguono a distanza la Repubblica Ceca con uno share del 40%, la Bulgaria 38% e la Germania, dove lo scorso anno grazie al carbone è stato prodotto quasi il 30% di elettricità (+5 pp rispetto al 2020). In questo caso a pesare è stato un calo del 12,3% della produzione eolica e il progressivo phase out delle centrali nucleari: fonte che nel 2022 dovrebbe essere

abbandonata del tutto. Come si evince dal grafico, sono ancora molti gli stati (6) che hanno una share superiore al 10%, mentre 7 sono quelli in cui il carbone copre meno del 10%, fra cui l'Italia che nell'anno appena concluso ha prodotto circa il 5% della sua elettricità a carbone. Nel

nostro paese, questa fonte recupera rispetto ai due anni precedenti, erodendo terreno al gas. Chiudiamo con Austria, Svezia e Belgio in cui il carbone ha coperto meno dell'1%, mentre la generazione elettrica di Cipro, Estonia, Lituania, Lettonia, Lussemburgo e Malta è risultata coal free.

Percentuale di generazione elettrica da carbone in UE 27

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Ember



Unico blocco regionale a segnare, invece, un calo della domanda di carbone è il Medio Oriente: -6% vs il 2020, dove dominante, soprattutto nella produzione di elettricità, rimane il gas che insieme a rinnovabili e nucleare coprono gran parte del mix di generazione.

Considerazioni conclusive

La performance del carbone, nell'anno che si è appena concluso, delude le aspettative di chi pensava che, dopo la débâcle del 2019 e del 2020, per questa fonte fosse già stato raggiunto il picco di consumo e che per gli anni a seguire non potesse che consolidarsi un pattern di decrescita. Invece, in relazione al cambiamento degli scenari energetici, non solo il carbone è cresciuto, ma un suo maggiore utilizzo ha contribuito a un rimbalzo veloce delle emissioni di CO₂, che segnano +6% sul 2020, attestandosi a 36,3 Gt, il valore più alto di sempre. Le emissioni da carbone, infatti,

crescono più delle altre fonti e raggiungono il record assoluto di emissioni prodotte (15,3 Gt), superando il precedente picco del 2014. In pratica è come se si fossero fatti tanti passi all'indietro fino ad arrivare a un livello antecedente allo storico accordo di Parigi¹¹. E quel che peggio è che vista l'attuale situazione di crisi e il rischio, peraltro neanche troppo irrealistico, di un ammanco delle fonti energetiche russe, i consumi potrebbero continuare ad aumentare almeno sul brevissimo periodo. Nel solo mese di marzo, in Germania, la produzione di elettricità da carbone è aumentata dell'80% sul pari mese del 2021, per far fronte ad un gas in calo (-49%) e a rinnovabili che vanno a rilento (solare e idroelettrico non sono cresciute abbastanza da compensare il -30% dell'eolico). Una maggiore richiesta a cui non è scontato riesca a rispondere l'offerta, che al contrario arranca, con un nuovo e "indesiderato" impatto rialzista sui prezzi e, non ultimo, un ulteriore incremento delle emissioni di CO₂.

¹ Agata Gugliotta, Carbone: crollo nel 2020, ripresa nel 2021 e poi?, in Newsletter GME, aprile 2021;

² International Energy Agency, Global Energy Review 2021, marzo 2022;

³ In Cina e Giappone, ad esempio a dicembre 2020, la generazione a carbone segna un +10% sul pari mese 2019;

⁴ IEA, Electricity Market report 2021, gennaio 2022;

⁵ IMF, World Economic Outlook Database, Ottobre 2021;

⁶ Ember, European Electricity Review 2022, 1 febbraio 2022;

⁷ EIA DOE, Coal Markets;

⁸ Nel corso del 2021, il picco dei prezzi è stato raggiunto a ottobre, quando ad esempio, il costo del carbone termico importato in Europa ha sfiorato i 300 doll/tonn. (IEA, Coal 2021-Analysis, dicembre 2021);

⁹ Reuters, China sees biggest growth in energy and coal use since 2011, 28 febbraio 2022;

¹⁰ EIA DOE, Short Term Energy Outlook;

¹¹ Enzo di Giulio, Dalla crisi ucraina lezioni anche sul fronte CO₂, in Energia, 15 marzo 2022

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato GME | “BACHECA PPA: entrata in vigore del Regolamento e avvio prove in bianco” | pubblicato il 30 Marzo 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto agli operatori che, in data 30 marzo u.s., con la pubblicazione sul proprio sito internet, sono entrati in vigore: i) il Regolamento della bacheca dei contratti di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (Bacheca PPA)¹; nonché ii) le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF)², contenenti quest'ultime le norme attuative e procedurali del Regolamento stesso. A tal proposito si ricorda che la Bacheca PPA è stata predisposta dal GME in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 28, comma 1, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199,³ con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, nonché di consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei dati e delle informazioni relativi ai predetti contratti conclusi dagli operatori.

A partire dalla data sopraindicata, i soggetti interessati, ovvero obbligati, a partecipare alla Bacheca PPA, possono pertanto presentare al GME la documentazione per l'ammissione alla Bacheca PPA⁴, secondo quanto indicato dal Gestore nel medesimo comunicato.

Con il comunicato in oggetto, il GME ha altresì pubblicato il Manuale Utente Bacheca PPA⁵, a supporto degli operatori per lo svolgimento delle attività sulla piattaforma.

A completamento, con il medesimo comunicato, il GME ha reso noto che prima dell'avvio operativo della Bacheca PPA, è prevista, dal 1° al 7 aprile u.s., una fase di prove in bianco con gli operatori, onde consentire ai soggetti interessati di testare le funzionalità della Bacheca PPA.

Comunicato GME | “Entrata in vigore delle disposizioni transitorie in materia di regolazione dei pagamenti sul ME, MGAS e PCE” | pubblicato il 21 Marzo 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto agli operatori che in data 21 marzo u.s., con la pubblicazione sul sito internet del GME, sono entrate in vigore le modifiche urgenti al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, alla Disciplina del Mercato del gas naturale, al Regolamento della PCE, nonché le nuove versioni delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento del ME, del MGAS e della PCE.

Come anticipato dal GME con precedente comunicato⁶ del

28 febbraio u.s., le predette modifiche transitorie sono volte a consentire agli operatori il reintegro, in tempi più contenuti, delle garanzie dagli stessi prestate sui mercati ME, MGAS e sulla PCE, prevedendo l'utilizzo dello strumento “SEPA Credit Transfer urgente o equivalente” ai fini della regolazione dei pagamenti sui predetti mercati, in luogo del precedente strumento SDD (Sepa Direct Debit), il quale, fino a successivo provvedimento, non troverà più applicazione.

Con medesimo comunicato, il GME ha inoltre pubblicato la versione aggiornata del Calendario di settlement⁷ valido per la regolazione dei pagamenti su ME, MGAS e PCE secondo le nuove disposizioni applicabili.

Consultazione della Commissione Europea | “Consultation on the revision of the Capacity Allocation and Congestion Management Regulation” | pubblicato il 16 Marzo 2022 | Download <https://energy.ec.europa.eu/>

Nell'ambito del processo di revisione del Regolamento (UE) 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM), la Commissione Europea (CE), ha avviato, in data 16 marzo u.s., una consultazione pubblica finalizzata a raccogliere informazioni e osservazioni degli stakeholders in merito a quanto proposto dall'Agenzia Europea per la cooperazione tra i regolatori dell'energia (nel seguito: ACER) nella Raccomandazione No 02/2021 del 17 dicembre 2021⁸ recante “Proposta ragionata di modifica del Regolamento CACM”.

In particolare, tramite la consultazione in oggetto, la CE intende raccogliere dai soggetti interessati ulteriori informazioni e spunti rispetto a quanto proposto da ACER con la sopraccitata Raccomandazione, in vista della discussione delle modifiche al Regolamento CAMC prevista nell'ambito del processo di comitologia.

Al riguardo, sarà possibile inviare i propri contributi ed osservazioni, entro e non oltre il 27 aprile p.v., all'indirizzo di posta ENER-NETWORK-CODES@ec.europa.eu

REMIT

Comunicato GME | Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) – prove operatori per dismissione schemi XML V1 | pubblicato il 24 Marzo 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto agli operatori che, al fine di garantire la piena conformità della Piattaforma PIP agli standard tecnici per le IIP indicati da ACER nella documentazione rilevante⁹, dal 1 Giugno 2022, la suddetta piattaforma informatica sarà adeguata rispetto ai nuovi

requisiti, prevedendo in particolare la completa migrazione dei RSS Feed agli schemi REMITUMMElectricitySchema_V2.xsd e REMITUMMGasSchema_V2.xsd e la contestuale dismissione delle rispettive versioni V1.

A completamento si rappresenta che le nuove funzionalità sono state rese disponibili sulla piattaforma di collaudo a partire dal 30 marzo u.s., unitamente alla versione aggiornata del Manuale Utente¹⁰ e dell'Implementation Guide¹¹. Al riguardo il GME ha infine ricordato agli operatori che la registrazione a tale piattaforma di collaudo, qualora non già effettuata, deve essere richiesta attraverso la compilazione del form disponibile al seguente indirizzo: <https://provepip.ipex.it>

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – Il QUADRIMESTRE 2022” | del 10 marzo 2022 Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 ed il 22 aprile 2022, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati), dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo maggio-agosto 2022. Nel medesimo comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione¹².

Nel rinnovare l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza, il GME ha inoltre ricordato che, per ulteriori informazioni, è possibile scrivere all'indirizzo e-mail logistica@mercatoelettrico.org o contattare i numeri telefonici 06 8012 4337/4500.

¹ Il Regolamento Bacheca PPA è disponibile al seguente [link](#)

² Le DTF sono disponibili al seguente [link](#)

³ Decreto legislativo n. 199 del 8 novembre 2021 recante recepimento della Direttiva n. 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Cfr. Newsletter 154 dicembre 2021)

⁴ La documentazione consiste nella Domanda di ammissione (Allegato 1 al Regolamento Bacheca PPA) e nel Contratto di adesione (Allegato 2 al Regolamento Bacheca PPA), i cui modelli sono entrambi disponibili sul sito del GME al seguente [link](#)

⁵ Il Manuale Utente Bacheca PPA è disponibile al seguente [link](#)

⁶ cfr. Newsletter n.157 marzo 2022

⁷ Il Calendario di Settlement è disponibile al seguente [link](#)

⁸ Il testo della Raccomandazione di ACER No 2/2021 è disponibile al seguente [link](#)

⁹ Al riguardo si rimanda alle disposizioni contenute nel REMIT Portal di ACER, con particolare riferimento al Manual of Procedures (MoP) on Data Reporting, Annex VII.

¹⁰ Il Manuale Utente PIP è disponibile al seguente [link](#)

¹¹ L'Implementation Guide PIP è disponibile al seguente [link](#)

¹² Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

Gli appuntamenti

18-19 aprile

Second Global Sustainability Conference

Chennai, India

Organizzatore: Advanced Computing Research Society

<https://advancedcomputingresearchsociety.org>

20-21 aprile

Offshore Wind Operations and Maintenance Forum

Evento online

Organizzatore: Lead Vent

<https://www.leadventgrp.com>

20-22 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Barcellona, Spagna

Organizzatore: ICACER

<http://www.icacer.com/>

21 aprile

Viaggio nella sostenibilità: tra agricoltura resiliente, biodistretti e turismo consapevole

On line

Organizzatore: Fondazione Golinelli con Legambiente e Alce Nero

<https://www.fondazionegolinelli.it>

21-23 aprile

ELECTRIC DAYS: che cosa serve per la transizione?

Evento itinerante

Organizzatore: Motorsport

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

25-27 aprile

Hydro 2022: i ruoli dell'idroelettrico nella ripresa globale

Strasburgo, Francia

Organizzatore: AMI Hydropower Foundation

<https://www.hydropower-dams.com>

25-29 aprile

Amsterdam Energy Summit

Evento in presenza

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: AES

<https://www.amsterdam-energy-summit.com>

28 aprile

Sulla strada della sostenibilità: destinazione idrogeno

Terni

Organizzatore: Arpa Umbria

<https://www.arpa.umbria.it>

29 aprile

Comunità Energetiche Rinnovabili

Firenze

Organizzatore: Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

2 maggio

Idrogeno: iniziative di sviluppo per la mobilità sostenibile e l'industria. La leva del PNRR e dei Piani di Ricerca e Innovazione per lo sviluppo della filiera idrogeno

Roma

Organizzatore: WEC

<https://hese.it/conferenza-idrogeno-wec-aidic-hese/>

6-8 maggio

ECOMOB EXPO CITY 2022

Pescara

Organizzatore: ECOLIFE A.P.S.

<http://www.ecomobexpo.eu>

6-8 maggio

World Conference on Climate Change and Global Warming

Budapest, Ungheria

Organizzatore: CCG

<https://www.ccgconf.org>

11-12 maggio

World Hydrogen Projects

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Green Power Global

<https://www.worldhydrogenprojects.com>

6-11 giugno

ECEEE Summer Study

Hyères, Francia

Organizzatore: KYOTO CLUB

<https://www.kyotoclub.org>

23- 24 giugno

WindEurope Technology Workshop 2022

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: WindEurope asbl/vzw

<https://windeurope.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.