

APPROFONDIMENTI

IL PREZZO DEL PETROLIO TRA MERCATO E GEOPOLITICA

di Lisa Orlandi - RIE

123 dollari al barile: è la quotazione del Brent Dated – greggio di riferimento internazionale – con cui si chiude la giornata di lunedì 7 marzo. Si tratta probabilmente della prima punta di quel movimento erratico e rialzista avviatosi a metà febbraio e acuitosi dal primo giorno di marzo, quando il greggio ha superato stabilmente la tripla cifra. Un prezzo che non si registrava dal 2012 e di cui, fino a poco tempo fa, era difficile immaginare il ritorno. Tuttavia, un attento osservatore del mercato non può rimanerne stupito perché la storia dell'industria petrolifera, tanto passata quanto recente, è densa di situazioni analoghe almeno sul piano delle variabili in gioco; ciò che cambia, nei diversi momenti storici, è solo il peso di queste variabili e il loro modo di combinarsi.

L'aggravigliato intreccio delle dimensioni economica, di mercato, geopolitica, finanziaria (e negli ultimi anni ambientale) complica da sempre l'individuazione della corretta chiave di lettura dei prezzi, dovendo prendere in considerazione fenomeni assai complessi che certamente non trovano una risposta soddisfacente in affermazioni semplicistiche quali "dipende dall'OPEC" oppure "è la speculazione". Simili risposte non possiedono alcuna valenza esplicativa in quanto le ragioni di un determinato andamento sono spesso interdipendenti e bidirezionali, a volte causa e altre conseguenza l'una dell'altra. Per poter comprendere e anticipare le oscillazioni dei prezzi nei mercati petroliferi è sicuramente utile monitorare i fondamentali del mercato, quindi offerta, domanda, livello degli stoccaggi e della spare capacity mondiale così come anche della capacità di raffinazione. A sua volta, la dinamica di queste

variabili riflette quella di altre; l'analisi della domanda, ad esempio, è influenzata in modo evidente dai cicli economici internazionali – con fasi di espansione associate a maggiori consumi e fasi di crisi/recessione caratterizzate da rallentamenti – ma anche, in epoca più recente, dalle politiche di decarbonizzazione e di conseguente diversificazione delle fonti energetiche messe in atto da diversi governi nel post-Parigi. L'offerta di greggio riflette, invece, le dinamiche in seno all'OPEC Plus; le strategie delle compagnie petrolifere sia nel mondo occidentale che nei paesi produttori; le tensioni geopolitiche internazionali e interne; l'esistenza di capacità cuscinetto; il trend degli investimenti upstream e downstream, financo le condizioni meteorologiche che possono talvolta impedire il normale funzionamento delle attività. E domanda e offerta non sono esenti nemmeno da considerazioni di ordine ambientale in quanto gli obiettivi climatici sempre più stringenti hanno condizionato, negli ultimi anni, il ciclo degli investimenti produttivi così come (almeno nei paesi sviluppati) alcune abitudini di consumo. In questo groviglio di variabili, il cui peso cambia con una certa frequenza, la speculazione finanziaria, connaturata ad ogni mercato borsistico, può agire ora al rialzo ora al ribasso in funzione dell'interpretazione prevalente dello stato dei fondamentali reali, della geopolitica e delle loro possibili evoluzioni. La notizia di una crisi politica internazionale – soprattutto se riguarda un importante paese produttore – è poi storicamente in grado di provocare immediate reazioni sui mercati del petrolio, con conseguenti violente oscillazioni dei prezzi correlate alla condizione di eccesso o di tensione dell'offerta sui mercati¹.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2022

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Il prezzo del petrolio tra mercato e geopolitica

Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio il secondo calo mensile consecutivo porta il Pun a 211,69 €/MWh (minimo da ottobre, -5,7% su gennaio e +274,2% sul 2021), al pari di quanto osservato sulle principali borse elettriche estere. Gli andamenti del prezzo elettrico italiano riflettono ancora una volta le dinamiche registrate dalle quotazioni del gas che, sebbene in flessione su gennaio per gran parte del mese, si confermano su livelli molto elevati e in netta ripresa negli ultimi giorni di febbraio, in corrispondenza dell'escalation del conflitto russo-ucraino. Contribuiscono all'aumento del Pun su base annua anche una maggiore domanda (MGP: 23,5 TWh, +3,7%, con liquidità del mercato al 74,3%), il ridotto import e i minori volumi FER. Analoghi

gli sviluppi sui prezzi zionali, compresi tra 205 €/MWh della Sicilia, per il secondo mese consecutivo zona col prezzo più basso, e 213 €/MWh di Nord e Centro Nord.

Il Mercato Infragiornaliero registra scambi per 2,0 TWh, in crescita del 14% su gennaio, estesa sia alle sessioni in asta che alla contrattazione XBID, nella quale si osservano quasi 97 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Marzo 2022 chiude il periodo di contrattazione a 229,42 €/MWh (+2,8%).

Ai minimi degli ultimi dodici anni, infine, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Lo stretto legame tra le dinamiche del Pun e l'andamento delle quotazioni del gas si conferma a febbraio, quando il prezzo elettrico italiano si porta a 211,69 €/MWh, denotando un lieve calo rispetto al mese precedente (-12,81 €/MWh, -5,7%), ma mantenendosi su un livello nettamente più elevato del 2021 (+155,12 €/MWh, +274,2% sul 2021). Tali variazioni riflettono prevalentemente quanto osservato all'hub italiano del gas (PSV: 82 €/MWh, -7 €/MWh su gennaio, +64 €/MWh sul 2021), in virtù di una evoluzione che ha portato nel corso del mese i due prezzi a muoversi in maniera del tutto speculare: in progressiva diminuzione nei primi venti giorni (Pun: da 240 €/MWh a 185 €/MWh; PSV: da 86 €/MWh a meno di 75 €/MWh) e poi di nuovo in forte rialzo a partire dal 25 febbraio, quando l'avvio del conflitto tra Russia e Ucraina ha spinto il PSV a 122 €/MWh, la CO2 oltre i 95 €/ton e conseguentemente il Pun sopra i 284 €/MWh, secondo una dinamica comune anche alle principali borse elettriche europee. A tal proposito, proprio al fine di fronteggiare l'instabilità del sistema nazionale di gas

derivante dalla suddetta situazione di conflitto, il Governo italiano ha emanato a fine mese il DL n. 16 del 28 febbraio 2022, prevedendo, tra le altre misure, la possibilità di massimizzare l'impiego di impianti termoelettrici a carbone e a olio combustibile, in un'ottica di contenimento del consumo di gas degli impianti a ciclo combinato.

Su base annua agiscono in chiave rialzista sul prezzo elettrico nazionale anche la netta crescita degli acquisti e le riduzioni dell'offerta competitiva estera (su tutte le frontiere) e rinnovabile, soprattutto idrica al Nord.

L'analisi nei gruppi orari mostra rispetto al 2021 tassi di crescita analoghi tra i prezzi di picco e fuori picco, mentre su base mensile spicca una più intensa diminuzione del Pun di picco (-31,11 €/MWh su gennaio) e solo un modesto calo nelle giornate festive (-3,38 €/MWh su gennaio). Il rapporto picco/baseload si attesta a 1,08, in riduzione rispetto a entrambi i riferimenti temporali (-0,7 su gennaio e -0,11 sul 2021) (Grafico 1 e Tabella 1).

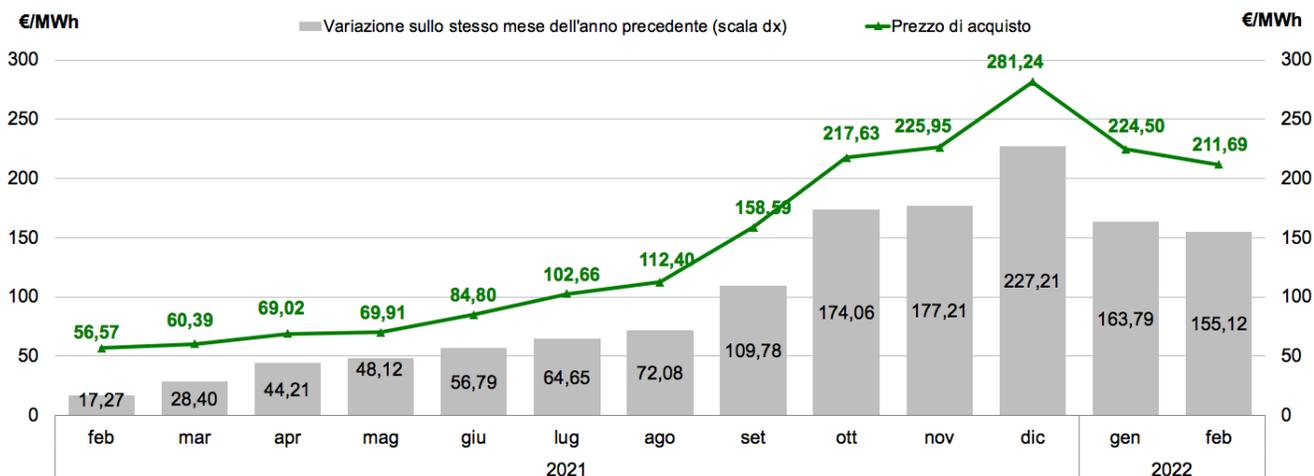
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	211,69	56,57	+155,12	+274,2%	25.993	+1,6%	34.981	+3,7%	74,3%	75,9%
<i>Picco</i>	228,11	67,44	+160,67	+238,2%	32.016	+2,9%	42.399	+2,7%	75,5%	75,4%
<i>Fuori picco</i>	202,57	50,54	+152,03	+300,8%	22.647	+0,6%	30.859	+4,5%	73,4%	76,3%
<i>Minimo orario</i>	153,76	10,00			15.662		22.377		64,3%	69,1%
<i>Massimo orario</i>	349,00	108,57			36.073		46.037		83,3%	82,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



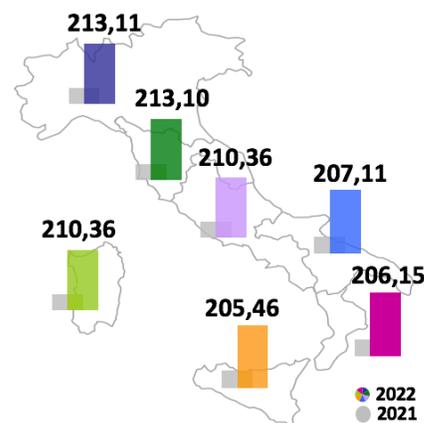
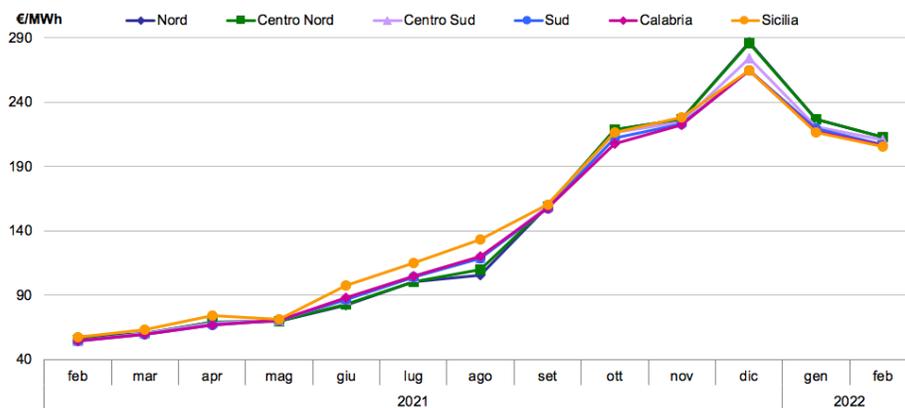
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto si mantiene sostanzialmente invariato il ranking dei prezzi zionali, più elevati al Nord e al Centro Nord (213 €/MWh, -14 €/MWh su gennaio, +156/158 €/MWh sul 2021) e lievemente inferiori nelle altre zone (205/210 €/MWh).

MWh, -11/-12 €/MWh e +148/+156 €/MWh), con la Sicilia che per il secondo mese consecutivo si conferma zona più bassa, anche in virtù di un'abbondante offerta eolica (quasi 0,8 GWh medi) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Resta in aumento annuale l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,5 TWh (+3,7% sul 2021). Ancora in crescita sia i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,5 TWh (+1,6%), sostenuti dagli scambi degli operatori nazionali non istituzionali e, lato domanda, anche dall'export,

sia le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,0 TWh (+10,5%), per una liquidità del mercato che si attesta conseguentemente al 74,3% (-1,2 punti percentuali su gennaio -1,6 p.p. sul 2021) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.467.312	+1,6%	74,3%
Operatori	11.942.150	+11,4%	50,8%
GSE	1.475.583	-19,8%	6,3%
Zone estere	4.049.579	-12,6%	17,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.039.652	+10,5%	25,7%
Zone estere	30.240	-64,8%	0,1%
Zone nazionali	6.009.412	+11,7%	25,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.506.964	+3,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.801.802	+1,8%	
OFFERTA TOTALE	40.308.767	+2,9%	

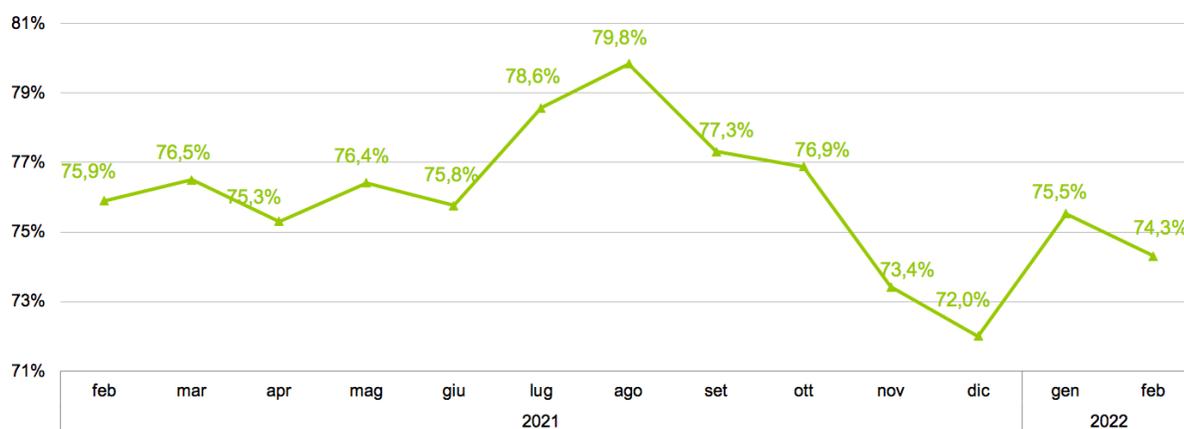
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.467.312	+1,6%	74,3%
Acquirente Unico	3.002.158	-15,6%	12,8%
Altri operatori	12.186.057	+22,9%	51,8%
Pompaggi	9.858	+33,0%	0,0%
Zone estere	577.009	+140,4%	2,5%
Saldo programmi PCE	1.692.230	-51,3%	7,2%
PCE (incluso MTE)	6.039.652	+10,5%	25,7%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.731.882	-13,5%	32,9%
Saldo programmi PCE	-1.692.230	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.506.964	+3,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	551.859	-10,0%	
DOMANDA TOTALE	24.058.823	+3,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, sempre in crescita tendenziale nell'ultimo anno, salgono a 22,9 TWh (+2,3% sul 2021), con incrementi in tutte le zone, eccetto Calabria (-3,0%) e Sardegna (-3,6%). Più che raddoppiati gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,8 TWh (+140,1%) e in aumento sulla frontiera greca, montenegrina e svizzera (Tabella 4).

Lato offerta, anche a febbraio, la maggiore domanda risulta soddisfatta dalle vendite nazionali, in netta crescita a 19,4 TWh (+8,3% sul 2021), a fronte di importazioni di energia dall'estero, pari a 4,1 TWh, che restano in flessione (-13,5%) sia sulla frontiera settentrionale, soprattutto svizzera, che su quella meridionale (Tabella 4).

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

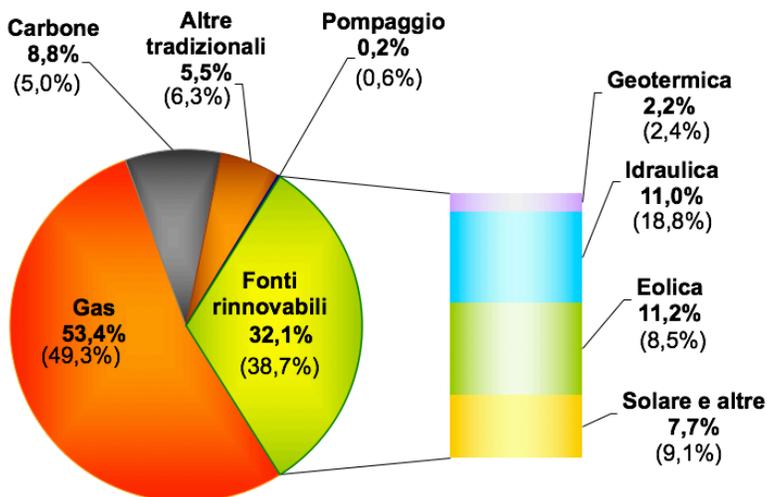
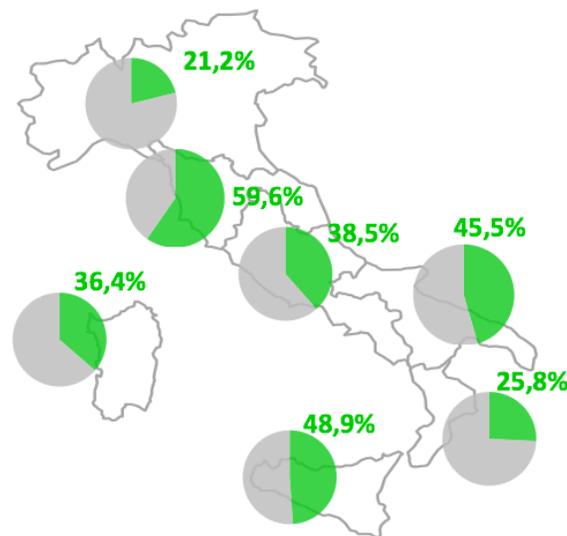


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia, sebbene in aumento rispetto ai minimi del precedente trimestre, si conferma in riduzione annuale, a 3,5 TWh, (-1,0 TWh sul 2021). La flessione interessa sia la frontiera settentrionale, soprattutto svizzera, anche in corrispondenza di una ridotta NTC, sia il confine meridionale, caratterizzato anche a febbraio dall'inversione dei flussi con la Grecia, in virtù di prezzi superiori a quelli del Sud nel 37,8% delle ore (+30,7 p.p sul 2021), e da una

maggiore frequenza in export verso il Montenegro (34,2%, era 0,6% un anno fa) (Tabella 6 e Figura 1).

Si segnala, infine, che in cinque ore della giornata di domenica 27 febbraio l'applicazione del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi in coupling sul confine nord limita l'import dalla Francia, Austria e Slovenia all'86% della capacità complessiva potenzialmente disponibile sulle tre frontiere.

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*	1.699.817 (1.540.238)	98,1% (96,1%)	1,9% (3,3%)	- (0,6%)	68,5% (74,4%)	0,3% (1,3%)	2.895 (2.667)	1.707.325 (1.556.043)	1.677.085 (1.525.803)	1.111 (1.111)	7.508 (15.805)	7.508 (15.805)
Italia - Svizzera	1.429.795 (1.982.942)	99,1% (100,0%)	0,9% (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.811 (4.108)	1.572.211 (2.035.922)	n/a (n/a)	2.758 (3.379)	142.416 (52.980)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	198.149 (162.048)	98,1% (90,6%)	0,9% (4,2%)	1,0% (5,2%)	96,6% (86,2%)	0,9% (3,9%)	304 (273)	198.794 (164.662)	198.794 (164.662)	119 (115)	645 (2.614)	645 (2.614)
Italia - Slovenia*	301.273 (404.250)	90,5% (1,0%)	7,7% (97,9%)	1,8% (1,1%)	46,4% (-)	1,0% (79,5%)	675 (671)	316.124 (405.384)	316.124 (405.384)	669 (669)	14.851 (1.134)	14.851 (1.134)
Italia - Montenegro	96.868 (358.583)	65,8% (98,4%)	34,2% (0,6%)	- (1,0%)	12,5% (47,0%)	- (-)	638 (595)	216.862 (368.336)	n/a (n/a)	651 (541)	119.994 (9.753)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	-114.650 (129.562)	31,7% (71,1%)	68,3% (28,3%)	0,6% (0,6%)	- (-)	- (-)	525 (522)	68.503 (186.424)	68.503 (170.354)	525 (546)	183.153 (56.862)	183.153 (56.862)
Italia - Malta	-47.560 (-35.556)	- (-)	92,7% (76,2%)	7,3% (23,8%)	- (-)	- (0,6%)	225 (225)	0 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	47.560 (35.556)	n/a (n/a)
TOTALE**	3.563.692 (4.542.066)						4.079.819 (4.716.770)	2.260.506 (2.266.203)		516.127 (174.704)	206.157 (76.415)	

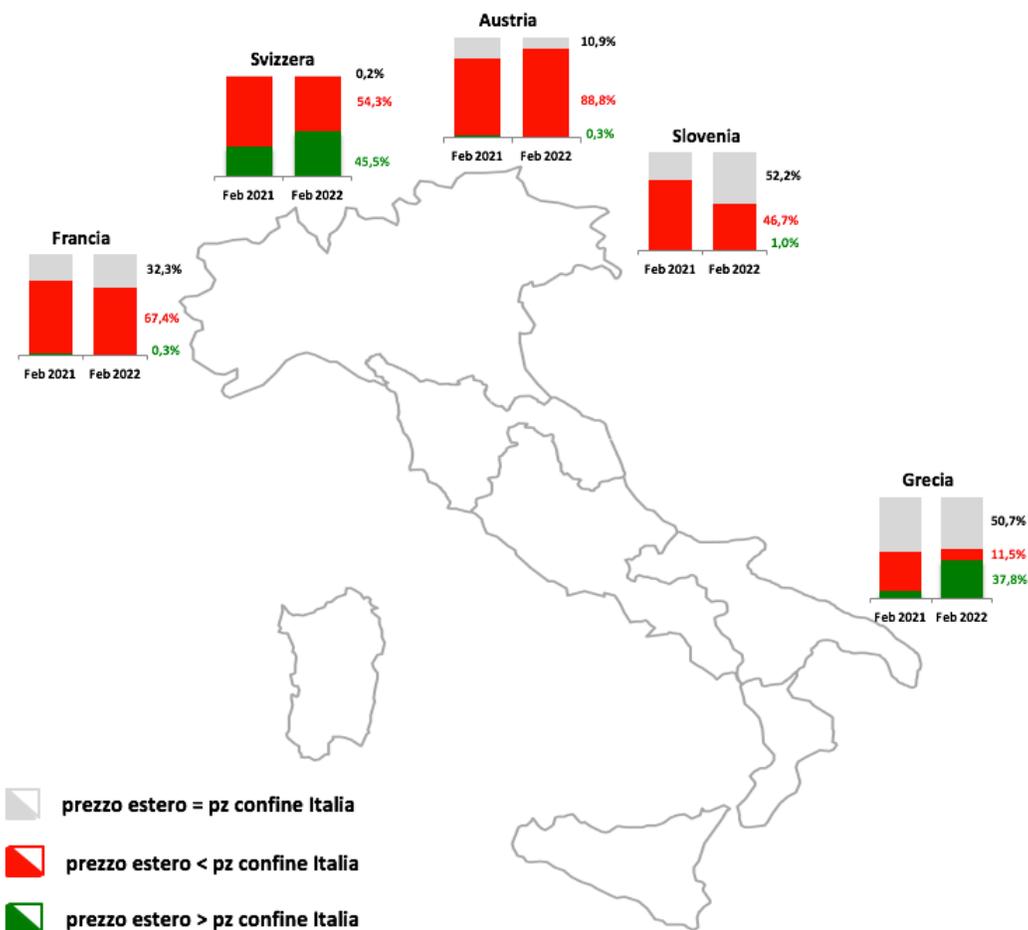
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 febbraio nel MI i volumi complessivamente scambiati risultano pari a 2,0 TWh. La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,8 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 97 mila abbinamenti per 249,9 GWh totali, il 96% 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 (73% del totale XBID), con finalità

prevalente in import (circa il 59%), mentre sono risultate rispettivamente pari al 5% e al 22% 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 a 209,81 €/MWh nei mercati in asta, con valori leggermente più alti su MI-A3 (213,67 €/MWh), e a 213,34 €/MWh sul XBID, l'unico superiore al corrispondente valore del MGP (+1%). Al pari del MGP i prezzi risultano più elevati nelle zone Nord e Centro Nord (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

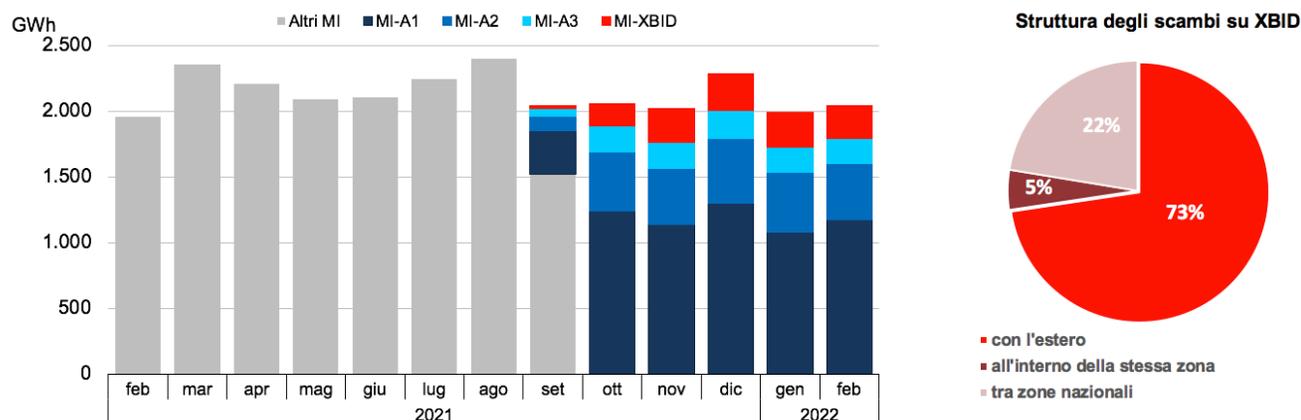


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

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	621.419	122.382	56.602	800.402	53.087	853.489
Centro Nord	60.978	17.614	8.737	87.329	15.904	103.234
Centro Sud	139.571	69.425	22.378	231.374	31.821	263.194
Sud	153.513	79.964	46.622	280.099	43.336	323.435
Calabria	28.267	12.914	8.187	49.367	7.323	56.690
Sicilia	88.831	22.361	18.287	129.479	8.872	138.351
Sardegna	30.531	15.239	9.427	55.196	8.558	63.754
Estero	53.125	83.612	22.816	159.554	81.039	240.594
Totale	1.176.234	423.510	193.056	1.792.800	249.941	2.042.741

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	623.584	162.041	54.652	840.278	51.960	892.237
Centro Nord	29.552	13.184	6.424	49.160	12.364	61.525
Centro Sud	213.059	61.232	25.244	299.535	17.142	316.677
Sud	138.960	70.340	39.058	248.357	33.201	281.557
Calabria	23.968	14.224	8.192	46.384	4.045	50.429
Sicilia	73.620	35.338	19.866	128.824	11.399	140.223
Sardegna	12.966	12.081	9.378	34.425	6.401	40.826
Estero	60.525	55.070	30.242	145.837	113.429	259.267
Totale	1.176.234	423.510	193.056	1.792.800	249.941	2.042.741

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

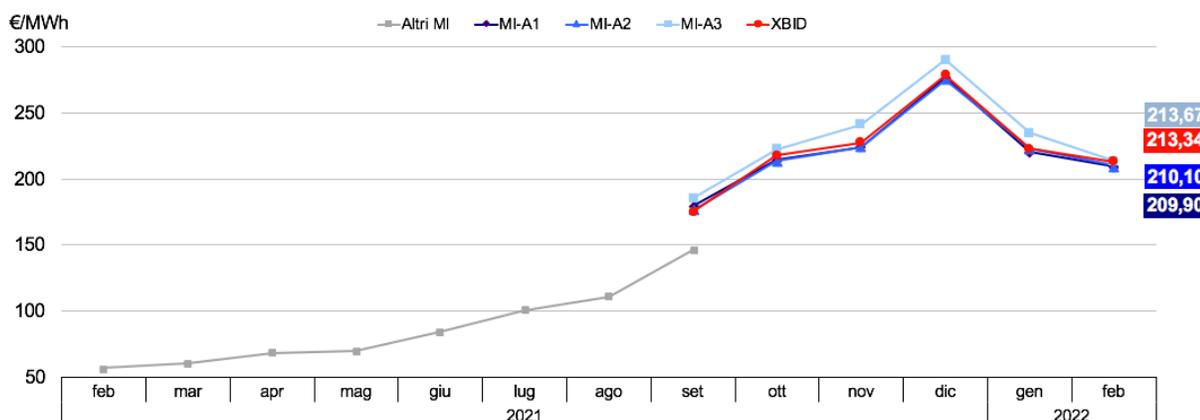


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

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	213,11	219,16	212,47 (-0,3%)	212,93 (-0,1%)	215,66 (-1,6%)	213,18 (+0,0%)
Centro Nord	213,10	219,16	212,44 (-0,3%)	212,93 (-0,1%)	215,66 (-1,6%)	218,90 (+2,7%)
Centro Sud	210,36	217,41	208,24 (-1,0%)	208,94 (-0,7%)	213,26 (-1,9%)	212,96 (+1,2%)
Sud	207,11	213,44	205,93 (-0,6%)	206,32 (-0,4%)	211,74 (-0,8%)	210,58 (+1,7%)
Calabria	206,15	212,93	205,20 (-0,5%)	205,01 (-0,6%)	210,92 (-0,9%)	207,02 (+0,4%)
Sicilia	205,46	212,67	205,45 (-0,0%)	204,77 (-0,3%)	211,76 (-0,4%)	207,58 (+1,0%)
Sardegna	210,36	217,41	208,24 (-1,0%)	208,94 (-0,7%)	213,26 (-1,9%)	210,80 (+0,2%)

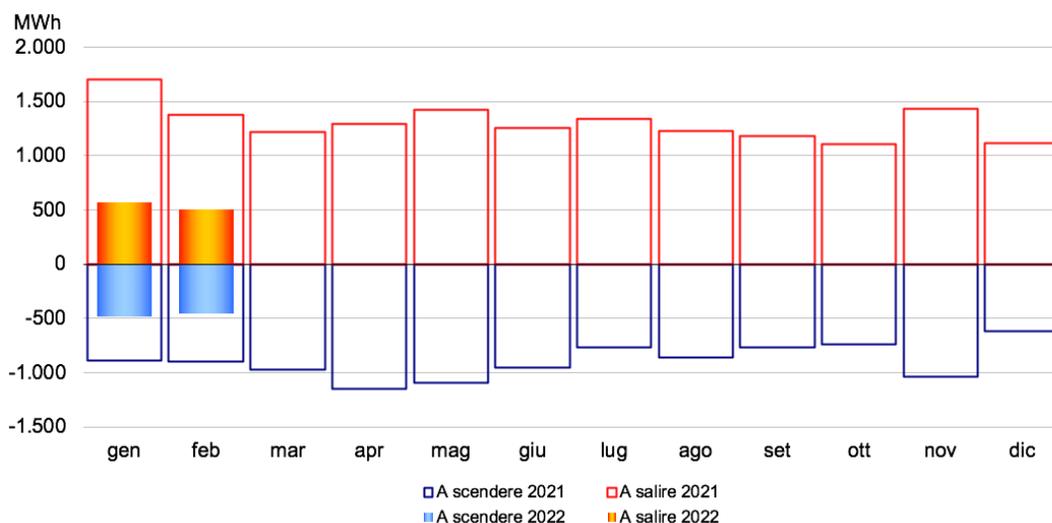
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Nel MSD ex-ante ancora in sensibile riduzione sia gli acquisti di Terna sul mercato a salire (0,3 TWh, minimo in media oraria da novembre 2012, -63,0% sul 2021) quanto le sue vendite sul mercato a scendere (0,3 TWh, minimo in media oraria da gennaio 2016, -49,7%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

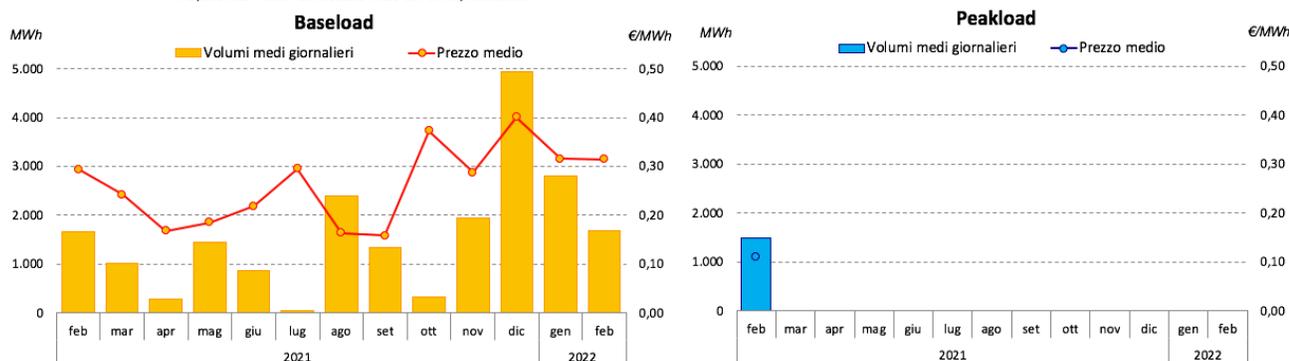
Nel MPEG si osserva sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' una forte contrazione sia delle negoziazioni (11 contro 79 del 2021) che dei volumi (13,5 GWh, -36,2 GWh). Gli scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,31 €/MWh (+0,02 €/MWh) (Figura 3).

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	11 (79)	8/28 28/28	0,31 (0,29)	0,25 (0,10)	0,40 (1,00)	13.488 (46.656)	1.686 (1.666)
Peakload	- (2)	0/20 2/20	- (0,11)	- (0,11)	- (0,11)	- (3.000)	- (1.500)
Totale	11 (81)					13.488 (49.656)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto baseload Marzo 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 2,2 GWh e un prezzo di 229,42 €/MWh sul baseload e di 216,14 €/MWh sul peakload (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

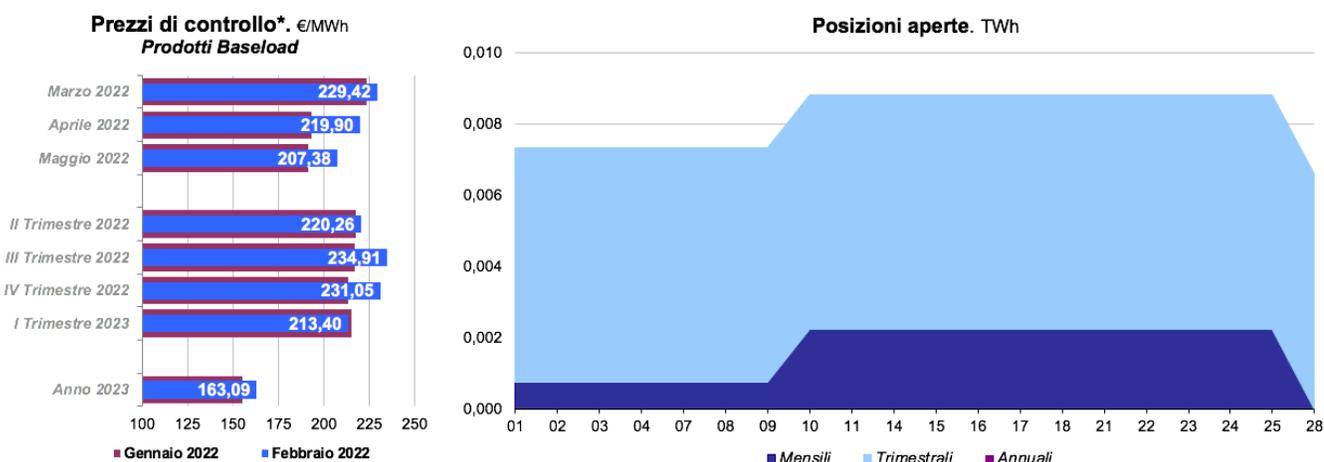
	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Marzo 2022	229,42	+2,8%	1	2	-	2	-	3	2.229
Aprile 2022	219,90	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2022	207,38	+8,3%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2022	233,93	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	220,26	+1,2%	-	-	-	-	-	1	2.184
III Trimestre 2022	234,91	+8,3%	-	-	-	-	-	1	2.208
IV Trimestre 2022	231,05	+8,3%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	213,40	-0,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	163,09	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	2	-	2			6.601

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Marzo 2022	216,14	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2022	236,23	+15,1%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2022	226,25	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2022	253,80	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	238,80	+2,1%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	255,38	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	270,44	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	241,15	-2,6%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	182,37	+4,6%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			1	2	-	2			6.601

* 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)

Ai minimi da marzo 2010, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a febbraio si attestano a 16,9 TWh (-10,7% su febbraio 2021). Resta in lieve crescita annuale, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,0 TWh (+0,9%) (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma modesto e mai così basso

da oltre un decennio, attestandosi a 1,53 (-0,20 sul 2021) (Grafico 10).

Ancora in crescita annuale i programmi registrati nei conti in immissione (6,0 TWh, +10,5%) e in riduzione quelli nei conti in prelievo (7,7 TWh, -13,5%); la tendenza si inverte negli sbilanciamenti a programma, dove si osserva un calo nei primi (5,0 TWh, -8,7%) e un aumento nei secondi (3,3 TWh, +66,5%).

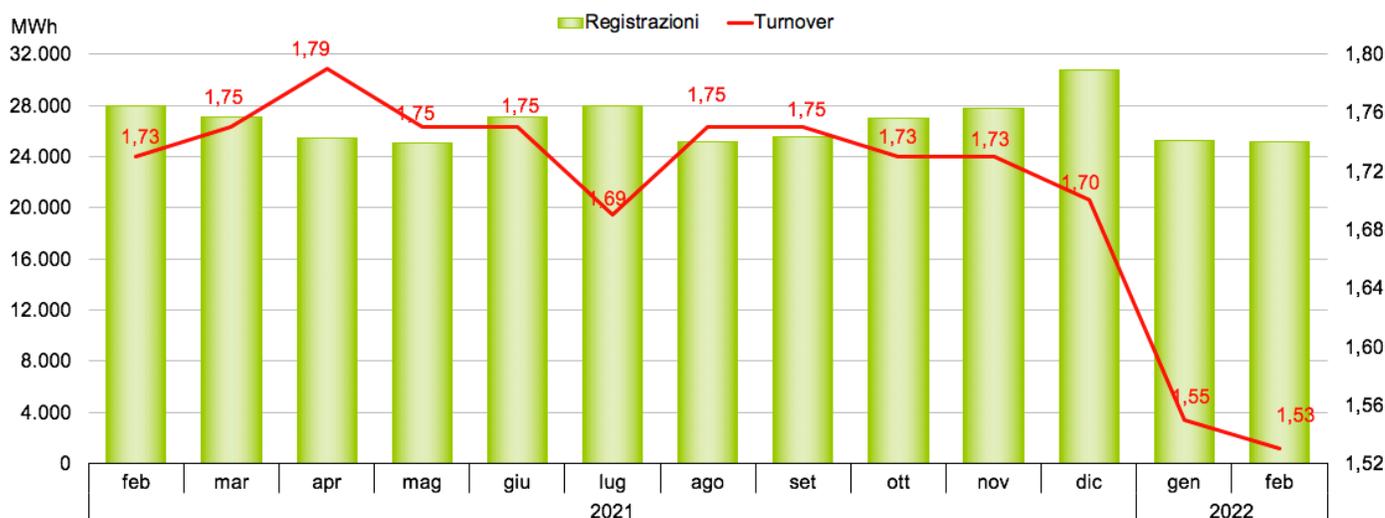
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	4.549.611	- 21,2%	26,9%	Richiesti	7.275.404	+1,8%	7.732.178	-13,9%
Off Peak	188.016	+302,1%	1,1%	Rifiutati	1.235.753	-26,6%	297	-99,1%
Peak	139.728	+72,0%	0,8%	Registrati	6.039.652	+10,5%	7.731.882	-13,5%
Week-end	-	-	-	Sbilanciamenti a programma	4.976.979	-8,7%	3.284.749	+66,5%
Totale Standard	4.877.355	- 17,3%	28,9%	Saldo programmi	-	-	1.692.230	-51,3%
Totale Non standard	12.000.817	- 7,0%	71,0%					
PCE bilaterali	16.878.172	- 10,3%	99,9%					
MTE	2.016	- 96,1%	0,0%					
MPEG	13.488	- 72,8%	0,1%					
TOTALE PCE	16.893.676	- 10,7%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.016.631	+0,9%						

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 in crescita su base annua (+1,2%), trainati esclusivamente dal settore termoelettrico (+11,5%), il cui deciso aumento più che compensa la significativa flessione registrata nel settore industriale (-9,3%) e il più contenuto calo del comparto civile (-1,7%). Su lato delle immissioni risultano in aumento le importazioni di gas sia tramite gasdotto (+8,5%) che rigassificatori GNL (+39,7%), mentre accentuano il calo su base annua le erogazioni dai siti di stoccaggio (-19,8%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 11,4 TWh (+9,1% su febbraio 2021), rappresentativi di una quota sul totale consumato pari al 14% (+1 p.p.), sotto la spinta, in particolare, del MGP-Gas a negoziazione continua (+63,3%). Secondo calo congiunturale dei prezzi su tutti i mercati, risultati comunque in netta ripresa nella parte finale del mese in concomitanza con l'avvio del conflitto tra Russia e Ucraina, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 82,3 €/MWh; TTF: 79,2 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel clima di forte instabilità alimentato dall'avvio del conflitto tra Russia e Ucraina, il sistema del gas naturale italiano è stato interessato da due importanti provvedimenti finalizzati a garantirne la sua salvaguardia: i) il DL n. 16 del 28 febbraio 2022 emanato dal Governo italiano, contenente, tra le altre misure, la possibilità di massimizzare l'impiego di impianti termoelettrici a carbone e a olio combustibile in un'ottica di contenimento del consumo di gas, ii) in data 26 febbraio 2022, la dichiarazione dello stato di pre-allarme da parte del Ministero della Transizione Ecologica, sentito il Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del sistema gas nazionale, volta a definire, nella situazione contingente, eccezionali misure preventive per l'incentivazione al riempimento degli stoccaggi nazionali, in anticipo rispetto alle procedure adottate in condizioni normali.

Più in generale, nel mese di febbraio, i consumi di gas naturale in Italia sono saliti a 7.763 milioni di mc (82,1 TWh, +1,2%), spinti dalla richiesta del settore termoelettrico, pari a 2.151 milioni di mc (22,7 TWh, +11,5% e livello massimo degli ultimi cinque anni per il mese in analisi) e alimentata da una ripresa della domanda elettrica, da una contrazione delle importazioni e dalla ridotta disponibilità di energia da fonte idraulica.

In calo, invece, i consumi del settore industriale, scesi a 1.093 milioni di mc (11,6 TWh, -9,3%), e quelli del settore civile, a

4.257 milioni di mc (45,0 TWh, -1,7%). In aumento, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 262 milioni di mc (2,8 TWh, +27,3%).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale salgono a 5.477 milioni di mc (57,9 TWh, +13,0%), in virtù di un incremento sia dei flussi tramite rigassificatori GNL, il secondo consecutivo (10,3 TWh, +39,7%), che tramite gasdotto (47,6 TWh, +8,5%). In calo la produzione nazionale, pari a 242 milioni di mc (2,6 TWh, -12,6%), mentre le erogazioni dagli stoccaggi scendono a 2.044 milioni di mc (21,6 TWh, -19,8%), minimo degli ultimi otto anni per il mese di febbraio.

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita a Passo Gries (6,0 TWh, +141%) e a Melendugno (7,4 TWh, +140%), con una quota complessiva sul totale approvvigionato pari al 23% (+12 p.p.); in flessione, invece, i flussi dalla Russia a Tarvisio (14,2 TWh, -8%) e dal Nord Africa, sia a Mazara (18,8 TWh, -4%) che a Gela (1,2 TWh, -62%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, cresce l'import a Cavarzere (6,4 TWh, +14%) e a Livorno (3,2 TWh, +862%), mentre permangono a regime ridotto i flussi a Panigaglia (0,7 TWh, -53%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 2.230 milioni di mc (23,6 TWh), in calo del 27% dal livello raggiunto a fine febbraio 2021; il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 18,8% (-3,9 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.477	57,9	+13,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.782	18,8	-4,4%
Tarvisio	1.344	14,2	-8,5%
Passo Gries	564	6,0	+141,1%
Gela	111	1,2	-61,6%
Gorizia	0	0	-
Melendugno	701	7,4	+139,7%
Panigaglia (GNL)	63	0,7	-52,9%
Cavarzere (GNL)	609	6,4	+14,4%
Livorno (GNL)	303	3,2	+862,9%
Produzione Nazionale	242	2,6	-12,6%
Erogazioni da stoccaggi	2.044	21,6	-19,8%
TOTALE IMMESSO	7.763	82,1	+1,2%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.501	79,3	+0,5%
Industriale	1.093	11,6	-9,3%
Termoelettrico	2.151	22,7	+11,5%
Reti di distribuzione	4.257	45,0	-1,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	262	2,8	+27,3%
TOTALE CONSUMATO	7.763	82,1	+1,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	7.763	82,1	+1,2%

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

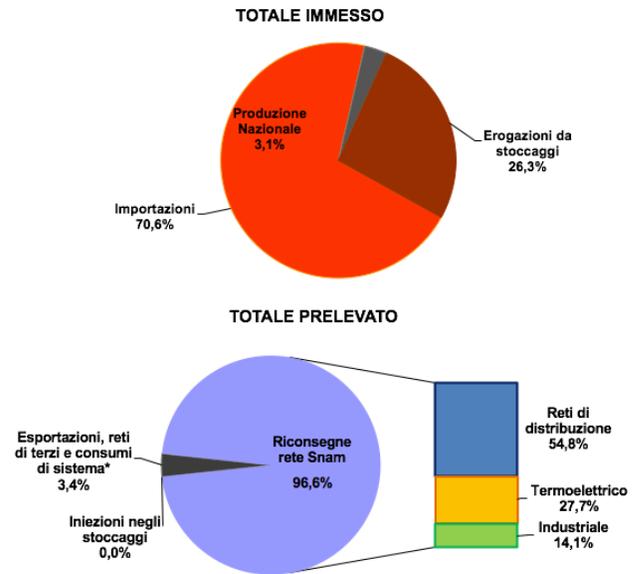
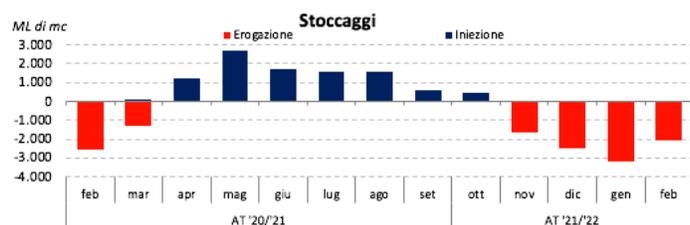
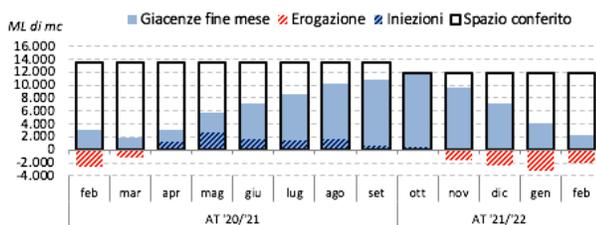


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Mi di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2022)	2.230	23,6	-27,3%
Erogazione (flusso out)	2.044	21,6	-19,8%
Iniezione (flusso in)	-	-	-
Flusso netto	2.044	21,6	-19,8%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,0%
Giacenza/Spazio conferito	18,8%		-3,9 p.p.



In termini di prezzi, per il secondo mese consecutivo si osserva un calo su tutti i mercati del gas naturale rispetto al massimo storico di dicembre, sebbene le quotazioni si confermino significativamente superiori ai valori dello scorso anno. Su base mensile, infatti, il riferimento al PSV scende a 82,3 €/MWh (-7 €/MWh su gennaio) mentre quello al TTF a 79,2 €/MWh (-5 €/MWh su gennaio), con conseguente compressione

del loro differenziale a 3 €/MWh, valore ancora più alto di un anno fa, ma in calo sul mese precedente (-2 €/MWh). La complessiva dinamica mensile riflette il graduale calo dei prezzi, limitato tuttavia alla prima parte del mese, quando le quotazioni arrivano a scendere fino a 68/72 €/MWh, e interrotto dal repentino rialzo che le ha riportate sui 119/122 €/MWh, in concomitanza con l'avvio delle tensioni internazionali.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 11,4 TWh, mediamente in crescita rispetto al mese precedente e su base annua (+9% in entrambi i casi), con una quota sul totale consumato al 14% (+1 p.p. su febbraio 2021).

La crescita su base annua risulta trainata solo dagli scambi registrati su MGP-Gas a contrattazione continua, che consolida un trend rialzista in atto da ottobre del 2020, con incrementi sempre superiori al 20%. Nel dettaglio, i volumi scambiati nei comparti a negoziazione continua ammontano a 5,2 TWh su MGP-Gas (+63% sul 2021) e a 3,6 TWh su MI-Gas (-8%); sul mercato intraday si osserva un significativo calo delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, -35%), sia lato acquisto (-25%) che vendita (-68), e una lieve ripresa degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,5 TWh, +2%), la cui quota (69%) sale sia rispetto allo scorso anno (+7 p.p.) che rispetto ai livelli molto bassi dei due mesi precedenti (+13 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 32% e al 45%. Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead si attestano a 2,0 TWh (-26% su base annua), di cui il 73% 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 194 GWh (-7%), anch'essi prevalentemente riferiti a vendite del gestore di rete.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,4 TWh, pressoché stabili su base annua, ma in netta crescita sul mese precedente (+73%). Entrambe le dinamiche riflettono principalmente le maggiori movimentazioni effettuate da Snam esclusivamente con finalità di Bilanciamento (0,4 TWh, +150% su base annua). Tra queste in evidenza soprattutto quelle ingenti realizzate in vendita nella giornata del 25 febbraio (0,2 TWh), quando nel sistema gas si osservano significativi incrementi delle importazioni a Tarvisio ed una riduzione delle erogazioni dagli stoccaggi. Su base annua, l'incremento degli scambi di Snam sono stati quasi completamente compensati dalla riduzione delle contrattazioni tra operatori terzi (0,04 TWh, -84%).

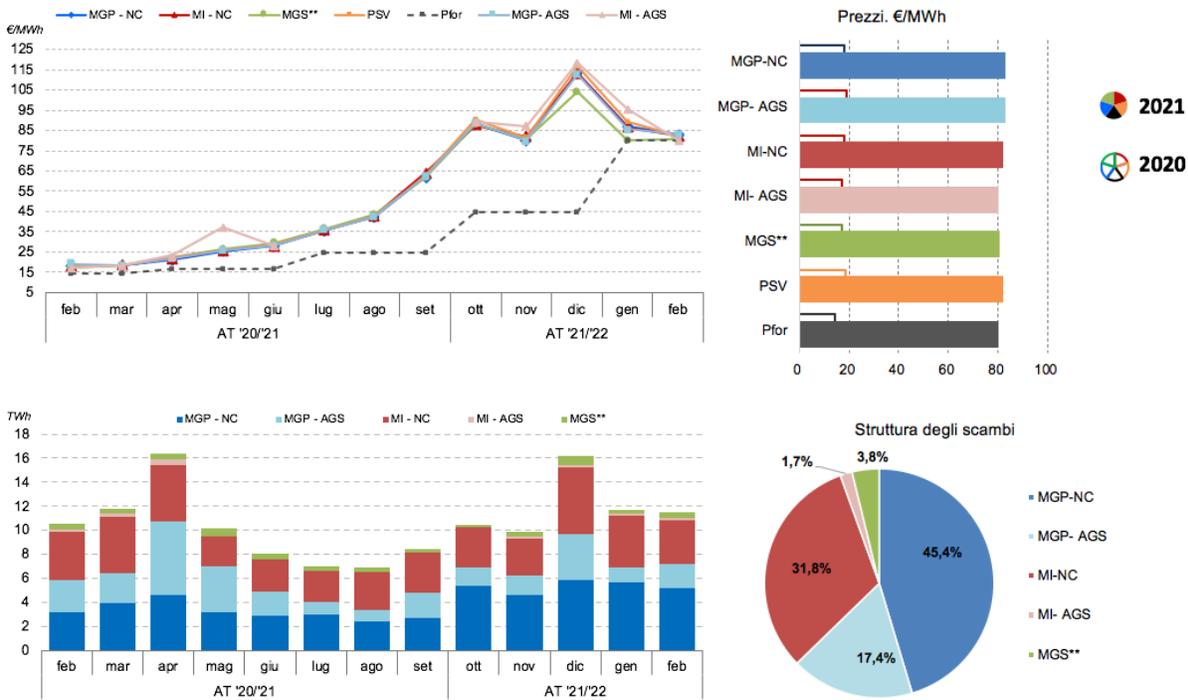
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti si attestano a 82-83 €/MWh sui mercati day-ahead e su MI-Gas a negoziazione continua e poco sopra gli 80 €/MWh nei restanti mercati, risultando tutte in linea con gli sviluppi dei prezzi sui principali hub su entrambi gli orizzonti temporali, ad eccezione di MGS, la cui quotazione segna un lieve incremento su gennaio (+0,23 €/MWh).

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	82,83	(18,22)	+354,7%	40,00	150,00	5.191.464	(3.179.832)	+63,3%
Comparto AGS	83,10	(19,14)	+334,3%	71,14	120,28	1.986.840	(2.704.968)	-26,5%
<i>MI</i>								
Negoziazione continua	82,24	(18,00)	+356,8%	68,00	178,00	3.637.176	(3.962.136)	-8,2%
Comparto AGS	80,40	(17,15)	+368,8%	71,82	106,17	193.560	(207.312)	-6,6%
<i>MGS**</i>								
Stogit	80,52	(17,15)	+369,4%	40,64	110,50	435.958	(433.695)	+0,5%
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

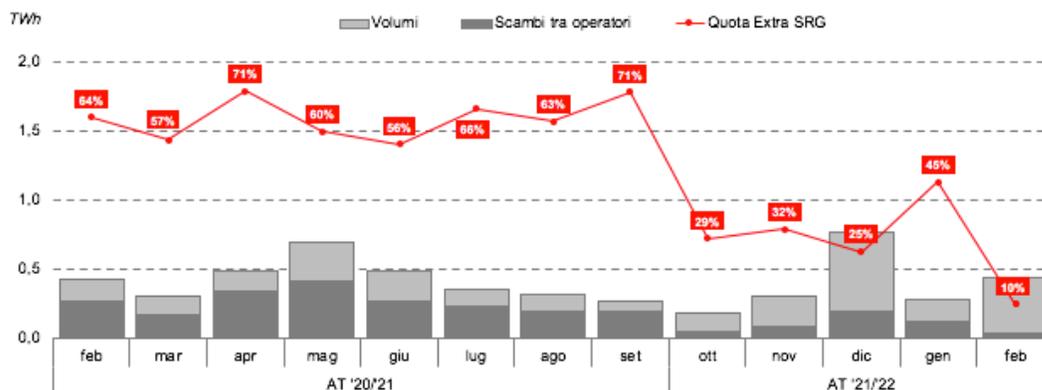
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

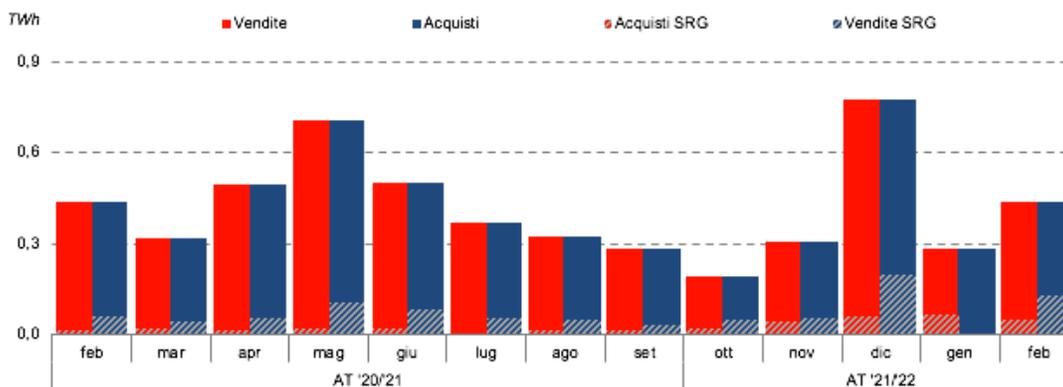
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	435.958	(433.695)	435.958	(433.695)	-	(-)	-	(-)
SRG	106.144	(26.761)	285.668	(129.870)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	106.144	(26.761)	285.668	(129.870)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	329.814	(406.934)	150.290	(303.826)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) la posizione aperta; segnali di rialzo per i prezzi di a febbraio non sono stati registrati scambi, nulla controllo.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-02	-	-	81,67	-22,8%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-03	-	-	92,85	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-03	-	-	82,36	-12,9%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-04	-	-	135,57	50,8%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-05	-	-	130,23	47,2%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-06	-	-	129,13	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	132,46	46,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	129,11	44,9%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	131,28	68,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	124,01	24,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	92,12	479,9%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	124,09	23,4%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	79,28	73,5%	-	-	-	-	-	-	-
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

■ Le quotazioni di tutte le commodities energetiche si attestano su livelli molto elevati e in ulteriore crescita a fine mese in corrispondenza dell'escalation del conflitto russo-ucraino. Tale dinamica rafforza la tendenza già

in atto da inizio anno per il greggio, i suoi derivati e il carbone, interrompendo, invece, la flessione dei prezzi del gas ed elettrici registrata per buona parte del mese di febbraio.

Le quotazioni di Brent (99,30 \$/bbl), gasolio (813,46 \$/MT) e olio combustibile (670,94 \$/MT). progressivamente in crescita da fine dicembre, restano ai massimi da oltre sette anni (+48%/+65% sul 2021 e +11%/+14% su gennaio). Il prezzo del greggio, in particolare, supera 100 \$/bbl in oltre la metà delle sessioni del mese, come non accadeva da luglio 2014, arrivando a toccare 104,65 \$/bbl a fine mese con l'intensificarsi delle tensioni tra Russia e Ucraina. Analoga dinamica per il carbone, inferiore dall'estate 2008 solo ai

livelli record di ottobre (183,96 \$/MT, +22% su gennaio e +178% sul 2021), che a fine mese torna a sfiorare i 200 \$/MT (192,50 \$/MT). Ancora in crescita le quotazioni di breve e medio periodo sui mercati a termine, attese su livelli non molto distanti dagli attuali valori spot.

Il tasso di cambio euro/dollaro (1,13 €/€), stabile rispetto a gennaio, si riduce del 6% sul 2021, con conseguente rafforzamento della crescita annua delle quotazioni di greggio e combustibili rivalutate in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. 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	99,30	14%	60%	89,19	91,89	7%	94,10	11%	91,96	10%	80,07	7%
Olio Combustibile	USD/MT	670,94	11%	48%									
Gasolio	USD/MT	813,46	11%	65%	796,25	825,23	12%	804,11	11%	787,54	10%	708,12	7%
Carbone	USD/MT	183,96	22%	178%	165,00	185,90	31%	173,67	32%	160,82	33%	117,91	15%

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	87,55	14%	70%		80,96	-	82,83	-	80,87	-	69,50	-
Olio Combustibile	EUR/MT	591,54	11%	58%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	717,18	11%	75%		727,10	-	707,82	-	692,54	-	614,63	-
Carbone	EUR/MT	162,19	22%	196%		163,83	-	152,91	-	141,45	-	102,36	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	0%	-6%	1,12	1,13	-	1,14	-	1,14	-	1,15	-

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

Fonte: Refinitiv

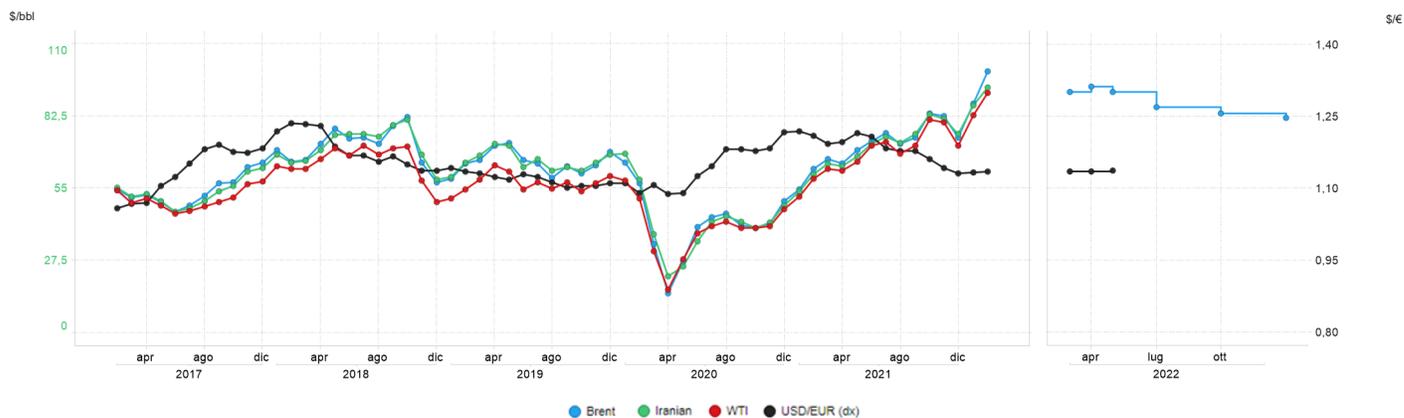


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

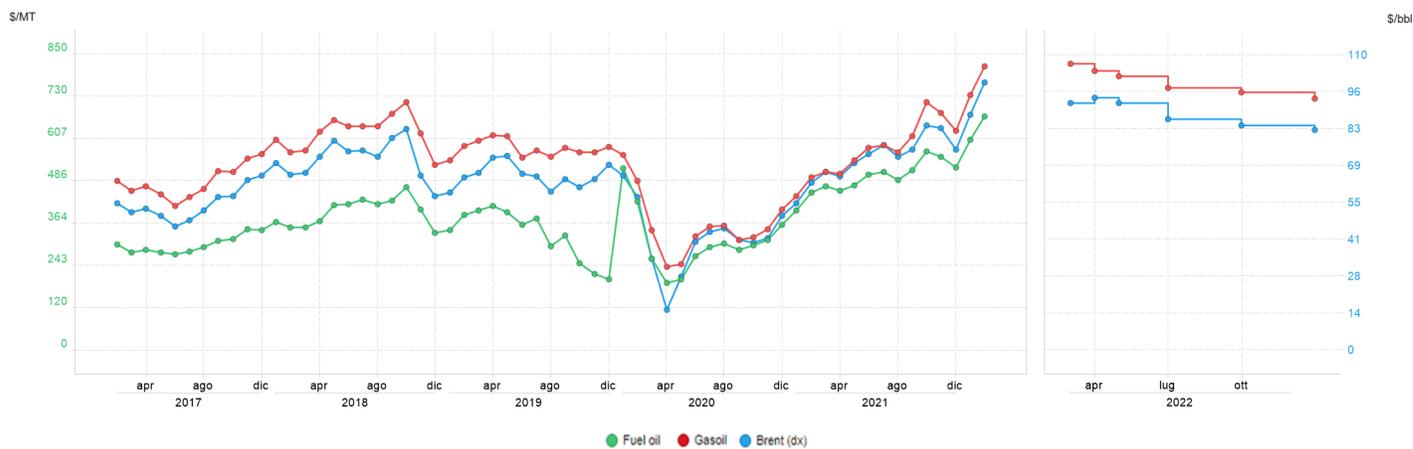


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



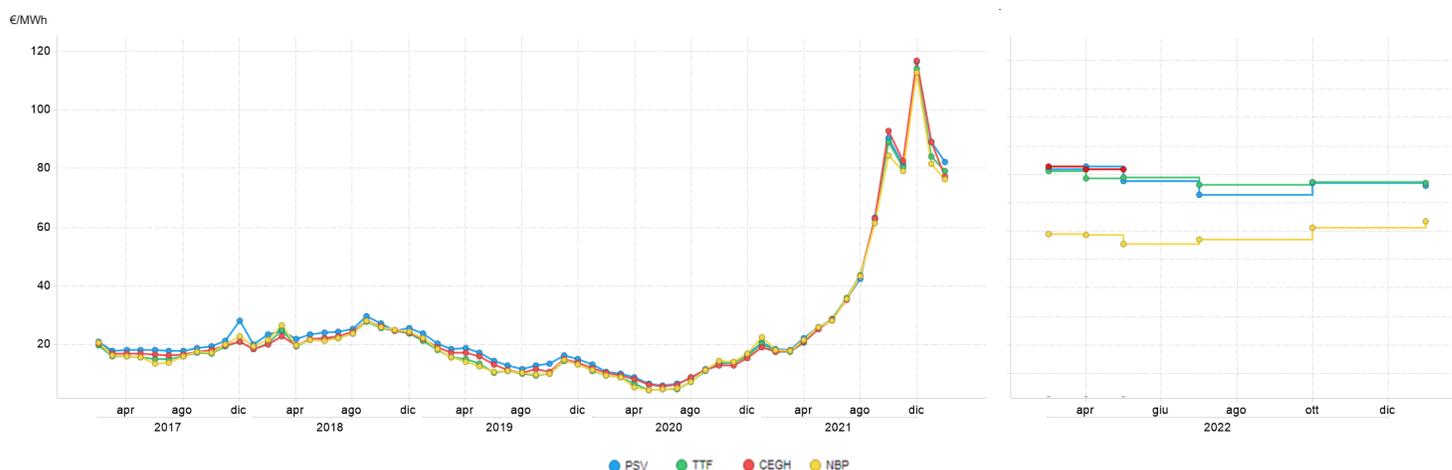
Ancora molto elevate (+318%/+350% sul 2021), ma in ulteriore calo mensile (-6%/-13%) le quotazioni sui principali hub europei del gas, attestatesi a 79,20 €/MWh sul TTF e a 82,28 €/MWh sul PSV, con lo spread tra i due riferimenti che resta alto, ma in attenuazione rispetto a gennaio (3,1 €/MWh, +2,2 €/MWh sul 2021 e -2,0 €/MWh su gennaio). L'evoluzione delle quotazioni nel corso del mese mostra una

progressiva riduzione nei primi venti giorni, fino a minimi attorno ai 70 €/MWh sui due hub, e un successivo forte rialzo, con prezzi fino a 119/122 €/MWh, in concomitanza con l'avvio del conflitto russo-ucraino. I mercati futures indicano livelli dei prezzi non troppo distanti dagli attuali spot nel breve periodo, con uno spread atteso PSV-TTF in ulteriore riduzione ad aprile.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. 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	82,28	-8%	346%	85,90	81,90	-5%	82,83	15%	77,77		56,29	14%
TTF	NL	79,20	-6%	350%	84,85	81,09	-4%	78,70	2%	79,05		55,68	19%
CEGH	AT	77,20	-13%	336%	94,51	82,90	-5%	81,95	7%	81,73			
NBP	UK	76,33	-7%	318%	61,33	59,05	-4%	58,78	13%	55,45			



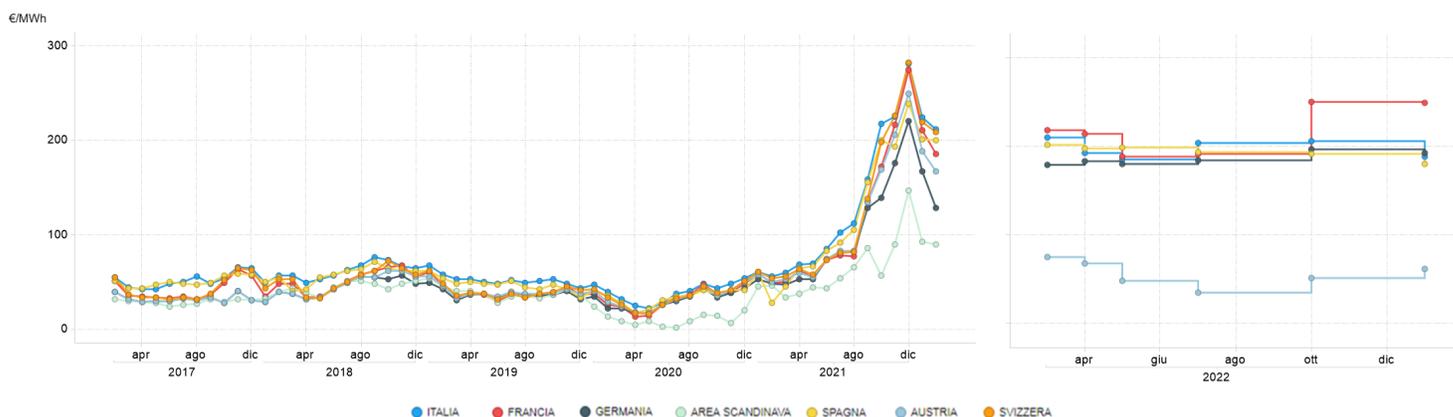
Si confermano analoghe a quella osservate sugli hub del gas le dinamiche delle quotazioni sui mercati elettrici, con prezzi ancora elevati (+93/+603% sul 2021), sebbene in flessione mensile (-3/-23%). Il Pun italiano si conferma il più alto (211,69 €/MWh) e restano superiori ai 200 €/MWh anche i prezzi di Svizzera (209 €/MWh) e Spagna (200 €/MWh) e più bassi quelli di Francia (186 €/MWh, che vede quasi dimezzata la frequenza

di allineamento con il prezzo del Nord), Germania (129 €/MWh) e Area scandinava (90 €/MWh). Anche nei mercati elettrici, a fronte dell'accentuarsi delle tensioni internazionali, si osserva a fine mese un repentino e diffuso rialzo delle quotazioni, che si riportano oltre 284 €/MWh per il Pun, il più impattato dagli aumenti del gas, combustibile di riferimento del parco produttivo nazionale, e su livelli molto elevati anche sulle altre borse.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine. 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	211,69	-6%	274%	232,51	209,80	-16%	193,18	4%	186,02	-3%	156,10	11%
FRANCIA	185,55	-12%	279%	225,99	218,74	-9%	214,27	9%	188,50		162,28	21%
GERMANIA	128,80	-23%	164%	180,00	179,10	-8%	183,57	1%	180,70		143,34	13%
AREA SCANDINAVA	90,25	-3%	93%	88,50	75,44	7%	68,51	11%	48,87		39,46	5%
SPAGNA	200,22	-1%	603%	216,00	201,89	3%	197,45	6%	198,65		129,01	17%
AUSTRIA	167,78	-11%	233%									
SVIZZERA	208,62	-5%	287%									



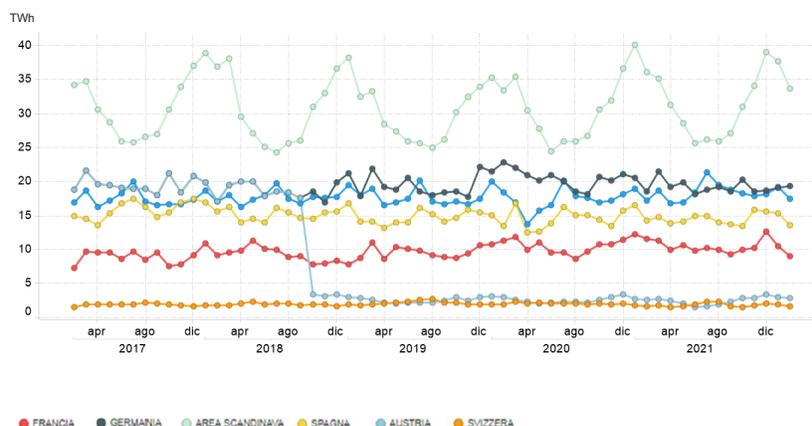
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, si registra una crescita con riferimento all'Italia (17,5 TWh, +2%) e alla Germania (19,4 TWh, +4%), mentre si riducono

i volumi negoziati per l'Area scandinava (33,8 TWh, -6%), la Spagna (13,6 TWh, -5%) e soprattutto per la Francia (9,1 TWh, -21%), scesa su uno dei livelli più bassi degli ultimi anni.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,5	0%	2%
FRANCIA	9,1	-4%	-21%
GERMANIA	19,4	13%	4%
AREA SCANDINAVA	33,8	-1%	-6%
SPAGNA	13,6	-2%	-5%
AUSTRIA	2,9	3%	11%
SVIZZERA	1,7	-7%	-1%



* 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.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a febbraio, il prezzo medio mostra un lieve apprezzamento, portandosi a 259,86 €/tep (+0,9%) e conferma una ridotta volatilità. Sulla piattaforma bilaterale, a fronte di una quotazione media complessiva pari a 174,79 €/tep, si osserva un sostanziale allineamento ai prezzi di mercato, sia in termini assoluti che di variazione, considerando esclusivamente le transazioni registrate a prezzo maggiore di 1 €/tep (257,7 €/tep, +1%). In termini di volumi, calano sia gli scambi sul mercato

(-59,5%) che le contrattazioni bilaterali (-31%) con la liquidità che perde alcuni punti percentuali scendendo al 63% (-11 p.p.). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si porta a 1,21 €/MWh (+40%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali, in calo a 0,50 €/MWh (-12%). In aumento gli scambi sul mercato (+55%), a fronte di un calo osservato sulla piattaforma bilaterale (-34%). Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a febbraio non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a febbraio si attesta a 259,86 €/tep, in aumento di 2,21 €/tep (+0,9%) rispetto al mese precedente. Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media complessiva scende a 174,79 €/tep (-26,6%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 85 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si restringe, tuttavia, a 2,16 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 68% (-25 p.p. su gennaio 2022). In riduzione, invece, al 34% (-21 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo molto stretto definito dai livelli

minimo e massimo di mercato (259,50-260,10 €/tep).

I titoli negoziati mostrano una diminuzione più ampia sul MTEE, dove scendono a 56,2 mila tep (-59,5% su gennaio), rispetto alla piattaforma bilaterale (33,2 mila tep, -31%), con una conseguente flessione della liquidità del mercato al 63% (-11 p.p. rispetto al mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.541.076 tep, in aumento di 46.886 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.628.784 tep, in crescita di 46.886 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	259,86	+0,9%	259,50	260,10	56.172	-59,5%	14,60	-59,2%	150	-91,7%	0,3%	-1,0 p.p.	1	-7
Bilaterali	174,79	-26,6%	0,00	259,84	33.239	-31,1%	5,81	-49,4%						
con prezzo >1	257,70	+1,0%	250,00	259,84	22.545	-49,9%	5,81	-49,4%						
Totale	228,23	-9,6%	0,00	260,10	89.411	-52,2%	20,41	-56,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

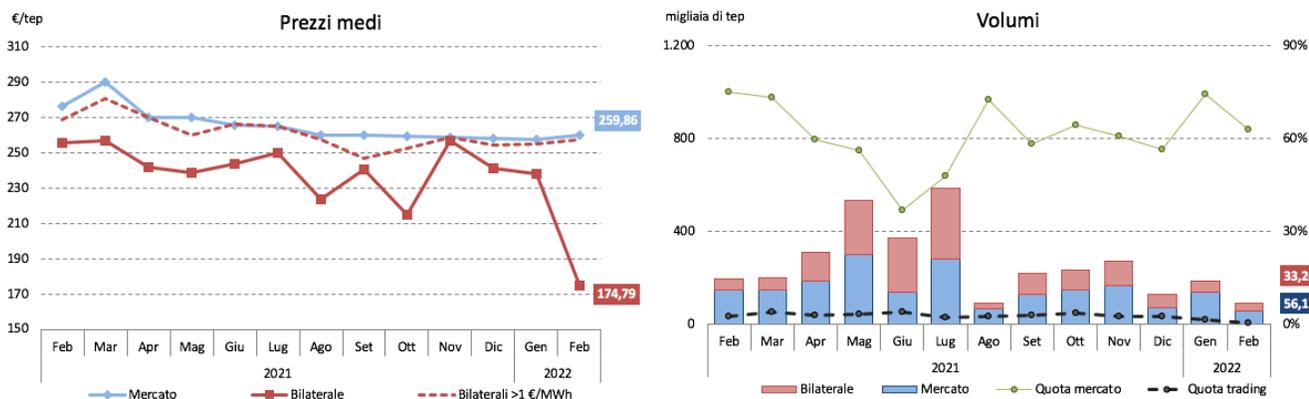


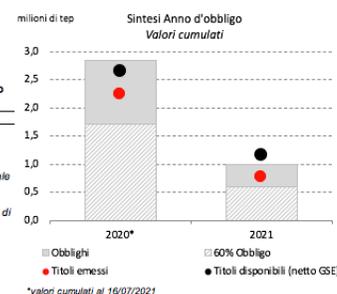
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
27	259,19	825.402	375.909	256,32	325.120	250,00	2.628.784	66.541.076	1.470.230	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/REFR 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.

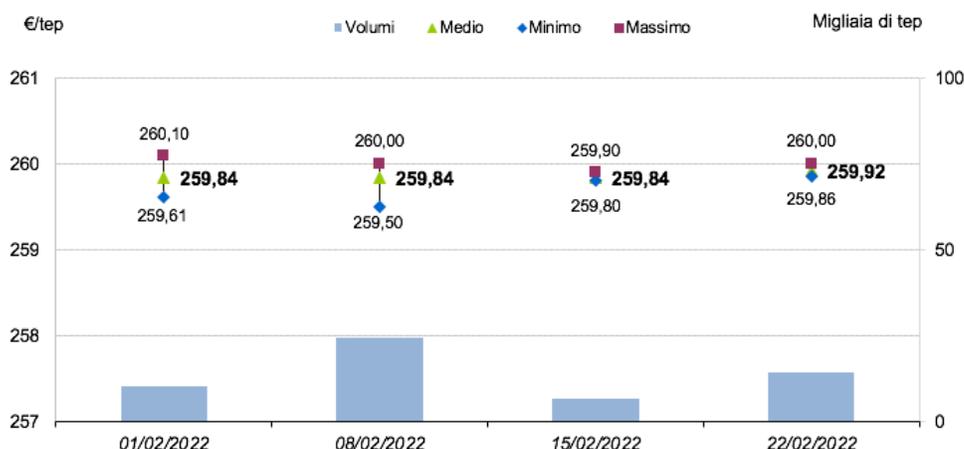


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili a 259,84 €/tep per le prime tre sessioni del mese e un lieve aumento a 259,92 €/tep nella sessione del 22 febbraio. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente

molto basso e pari a circa 30 c€/tep, in netto calo rispetto a quanto rilevato lo scorso gennaio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano una decisa flessione a circa 14 mila tep, con un massimo di 24,5 mila tep raggiunto nella sessione dell'8 febbraio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di febbraio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 1,21 €/MWh (+39,6% su gennaio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,50 €/MWh (-11,6%), con un conseguente incremento del loro differenziale (0,71 €/MWh). Sul MGO la crescita delle quotazioni interessa tutte le tipologie, con livelli compresi tra 1,17 €/MWh della tipologia

Altro ed 1,32 €/MWh della tipologia Eolico. Prossimi a 0,50 €/MWh, invece, i prezzi di tutte le tipologie scambiate sulla PBGO.

I volumi negoziati sul mercato salgono a 251 mila MWh (+55% rispetto al mese precedente), mantenendosi comunque decisamente inferiori a quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, in calo a 7 TWh (-34%).

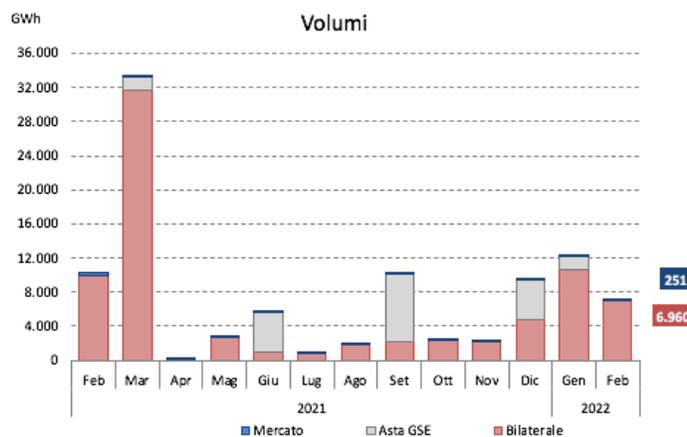
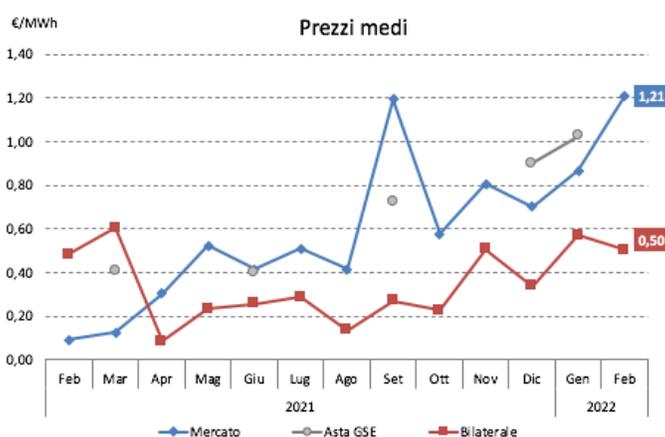
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,21	+39,6%	1,13	1,45	251.450	+54,8%	304.595	+116,1%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,50	-11,6%	0,00	1,50	6.960.191	-34,3%	3.501.858	-41,9%
	0,52	-10,7%	0,04	1,50	6.770.852	-35,0%	3.501.858	-41,9%
Totale	0,53	-8,0%	0,00	1,50	7.211.641	-32,9%	3.806.453	-38,3%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

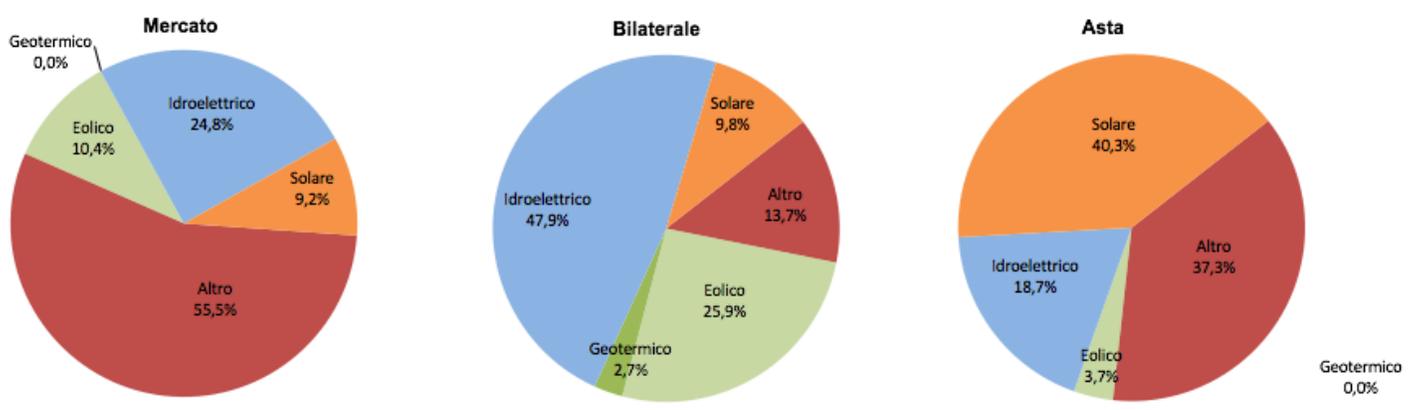


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

sul mercato (55%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (48%) e di quelle Solare e Altro in asta (40% e 37%).

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

Fonte: dati GME



IL PREZZO DEL PETROLIO TRA MERCATO E GEOPOLITICA

di Lisa Orlandi - RIE

(continua dalla prima)

Andamento del Brent Dated (doll/bbl)

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts e ICE



Quel che insegna la storia

Le infinite possibili combinazioni delle variabili endogene ed esogene al mercato complicano spesso il già difficile esercizio previsivo. Fu così nel 2007 quando i prezzi superarono i 100 doll/bbl come esito di una forte escalation dei consumi trainata – nei quattro anni precedenti – dall’irruzione della Cina sui mercati petroliferi internazionali; ne derivò un aumento esponenziale della domanda che, col tempo, pose in evidenza l’inadeguatezza dell’offerta che non aveva saputo tenere il passo. Su questo stato dei fondamentali reali, chiaramente rialzista, la finanza trovò terreno fertile su cui attecchire spingendo le quotazioni ben oltre le attese: prima al di sopra della tripla cifra, poi fino al record di circa 140 doll/bbl del giugno 2008, poco prima dell’esplosione della crisi finanziaria mondiale. La componente prettamente speculativa di quel prezzo non era prevedibile così come non lo fu affatto il tracollo verticale immediatamente successivo a quel picco: con i prezzi che – dopo la crisi estiva dei mutui subprime negli USA e il fallimento della banca d'affari Lehman Brothers – passarono in 6 mesi da 140 a 35 doll/bbl. La domanda aveva reagito al caro barile rallentando in modo evidente la sua corsa, ma fu solo la recessione economica globale a palesarne gli effetti, evidenziando una condizione (opposta alla precedente) di eccesso di offerta, su cui – ancora una volta – la speculazione era intervenuta amplificando l’andamento dei prezzi al ribasso.

Fu invece la dimensione geopolitica ad avere la meglio nel periodo 2012-2014 quando i prezzi si mantennero

stabilmente in media annua sopra i 100 doll/bbl, governati dal rischio sia concreto che potenziale di ammanchi di offerta in ragione dei molteplici afflitti rivoluzionari in importanti paesi produttori dell’area Medio Oriente e Nord Africa, la cui concomitanza temporale aveva portato a coniare il termine di Primavera Araba. Era quindi il cosiddetto fear premium – premio per il rischio geopolitico – a farla da padrone, esaltando l’importanza della capacità disponibile inutilizzata: un indicatore di flessibilità che balza agli onori della cronaca solo in circostanze di crisi. Completamente diversa e più dominata da logiche di mercato la congiuntura 2014-2019. L’affievolirsi delle tensioni legate alla Primavera Araba è stato accompagnato da un brusco calo dei prezzi che arrivarono a perdere metà del loro valore tra giugno e dicembre 2014, a dimostrazione della componente geopolitica fino a quel momento dominante. Non c’erano ragioni di mercato a supporto della tripla cifra: l’offerta era perfettamente in grado di rispondere ai consumi, in esito agli ingenti investimenti esplorativi messi in campo negli anni precedenti e alla rivoluzione dello shale oil statunitense che aveva determinato un aumento della produzione dell’area senza precedenti. L’eccesso di offerta che era andato via via manifestandosi trascinò verso il basso le quotazioni fino a valori prossimi a 30 doll/bbl (fine 2015), tali da spingere i paesi OPEC ad intervenire con un taglio storico della produzione, coinvolgendo per la prima volta anche paesi esterni al cartello: in primis, la Russia. La manovra dei produttori riuniti nell’Alleanza Opec Plus

(continua)

riuscì nell'intento di contenere il calo verticale dei prezzi, favorendo oscillazioni comprese nel range 50-60 doll/bbl. Al contempo, il periodo fu caratterizzato da una brusca frenata degli investimenti, in risposta a logiche sempre più pressanti di ordine finanziario e ambientale. Nella narrazione dominante, l'era del petrolio sembrava avviarsi lungo il viale del tramonto.

In realtà, l'emergenza sanitaria mondiale del 2020 associata alla pandemia da coronavirus ha dimostrato l'esatto contrario.

Covid, post-covid e crisi Russia-Ucraina: il ruolo del petrolio

Economia e petrolio sono ancora legate a doppio filo. Questo è ciò che è emerso chiaramente sia durante il periodo più buio della crisi, sia dopo il suo superamento. Le restrizioni alla libertà di movimento e personale applicate su scala mondiale nell'aprile di due anni fa hanno colpito il settore trasporti creando un vuoto di domanda petrolifera senza precedenti storici. Una dimostrazione che la tanto ambita diversificazione delle fonti (almeno su scala mondiale) è ben lontana dal suo pieno compimento. Per contro, a partire dal 2021, l'avvio delle vaccinazioni di massa e l'eliminazione graduale delle misure restrittive hanno determinato un balzo dei consumi di greggio e carburanti nettamente superiore alle aspettative. Al probabile superamento, nel corso del 2022, dei 100 milioni di barili al giorno consumati, fa fronte una condizione lato offerta nuovamente mutata rispetto al passato. La frenata degli investimenti nell'upstream petrolifero dal 2014 in avanti ha seriamente compromesso la creazione di nuova capacità produttiva, elemento che è andato sommandosi a tensioni in diversi paesi in seno all'OPEC Plus, all'assottigliamento progressivo della spare capacity e delle scorte, alla diminuzione – per la prima volta da 30 anni a questa parte – della capacità di raffinazione mondiale.

In un contesto di mercato "teso", i prezzi avviano – specie dopo l'estate – una netta ripresa che porta il Brent a superare in ottobre gli 80 doll/bbl. Da qui, la decisione degli USA – coordinata insieme a India, Cina, Giappone, Corea del Sud e UK – di rilasciare una parte delle riserve strategiche col preciso scopo di raffreddare i prezzi e in risposta al diniego dell'OPEC Plus di aumentare l'offerta in misura superiore ai piani².

Diniego che, al di là delle intenzioni, riflette anche l'incapacità strutturale dell'Alleanza di attuarlo, fatta eccezione per l'Arabia Saudita e i suoi alleati del Golfo. Ma dopo l'attacco degli sciiti yemeniti agli Emirati, il groviglio di interessi in seno all'OPEC Plus si è fatto terribilmente intricato con Riad e Teheran di nuovo ai ferri corti.

La fine del 2021 presentava in sostanza tutti i connotati tipici di un mercato fragile, poco flessibile e di conseguenza

estremamente vulnerabile a qualsivoglia shock lato offerta, potenziale o reale che sia. Non può quindi sorprendere, dato il contesto in cui si innesta, l'impatto della crisi russo-ucraina sui prezzi del greggio. Il war premium si è riaffacciato prepotentemente sul mercato portando il barile a superare, dal 1° marzo, quota 100.

Anche in condizioni di mercato più rilassate, un'"operazione militare" di simile portata avrebbe determinato oscillazioni violente e repentine dei prezzi, in quanto coinvolge un attore primario del sistema energetico mondiale (la Russia), dalle cui forniture dipende la sicurezza energetica di numerosi stati, europei e asiatici.

Mosca si trova ora a fare i conti con un clima di tensione crescente rispetto all'Occidente e ai suoi alleati internazionali. Gli stessi hanno eretto un muro di sanzioni con l'esplicito intento di tagliare fuori dal sistema finanziario globale la Russia e strozzare in seno le capacità di spesa militare del Cremlino, largamente dipendente dagli introiti della vendita internazionale di idrocarburi. Un effetto immediato è stato il ritiro di decine di partner dell'industria petrolifera e gasifera russa, mentre un coro di voci a livello internazionale chiede, sempre più insistentemente, che l'Occidente imponga un vero e proprio embargo dei prodotti dell'industria energetica russa affinché venga terminato l'intervento militare in Ucraina. La sola minaccia che questo possa accadere ha infiammato ulteriormente le quotazioni che, nel momento in cui si scrive, hanno toccato i 123 doll/bbl³.

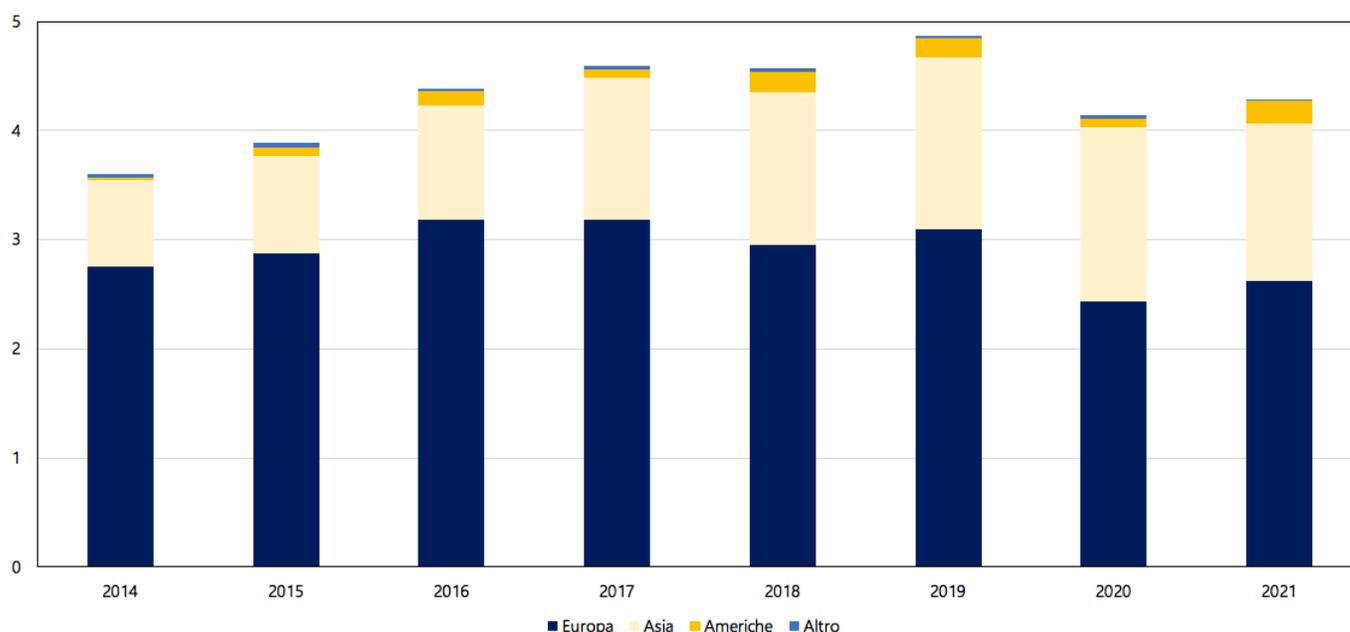
Il ruolo della Russia nel sistema petrolifero mondiale

La crisi tra Russia e Ucraina aggiunge un nuovo pesante livello di incertezza geopolitica ad un contesto già di per sé fragile. Nello scacchiere petrolifero mondiale, infatti, la Russia è un attore primario e le sue dinamiche ricadono giocoforza sul mercato globale. Leader dell'OPEC Plus insieme all'Arabia Saudita, con i suoi 10,5 mil. bbl/g nel 2021, è il terzo produttore mondiale, contribuendo al 14% dell'offerta complessiva. Inoltre, è il primo esportatore di greggio: i 4,3 mil. bbl/g di greggio Urals che escono dai confini nazionali vengono assorbiti per il 60% dall'Europa e per il 35% dall'Asia. Nevralgico per le forniture estere è l'oleodotto Druzhba che, nel tratto settentrionale, passando attraverso la Bielorussia, consegna il greggio alle raffinerie di Polonia e Germania; il ramo Sud, invece, approda ai centri di raffinazione di Ungheria, Slovacchia e Repubblica Ceca. L'Urals viene altresì spedito via mare, principalmente dai porti del Mar Baltico, del Mar Nero e del Mar del Giappone. La Russia ha anche una via di comunicazione con i mercati asiatici attraverso l'oleodotto ESPO (Eastern Siberia Pacific Ocean): le esportazioni di greggio russo verso l'Asia hanno raggiunto 1,5 mil. bbl/g nel 2021, con la Cina che conta per il 56% del totale.

(continua)

Esportazioni di greggio russo per continente di destinazione (mil. bbl/g)

Fonte: OIES 2022 su dati Kpler



A questi elementi, già di per sé pienamente rappresentativi della centralità di Mosca nell'approvvigionamento petrolifero globale, si aggiunge la forte presenza del paese anche nella fase downstream. Grazie alle sue raffinerie, la Russia è un esportatore primario anche di prodotti (2,7 mil. bbl/g nel 2021), principalmente diesel, benzina e olio combustibile. Ancora una volta, l'Unione Europea costituisce un mercato centrale, assorbendo il 45% circa dei flussi in uscita.

“Petrolio e metano sono i principali strumenti della politica interna e internazionale della Russia e dal ruolo che essa saprà guadagnare sui mercati energetici mondiali dipenderà la sua influenza geopolitica”. Questa affermazione, contenuta in un documento strategico del Cremlino del 2003, descrive molto bene una situazione che oggi è sotto gli occhi di tutti: la forte dipendenza energetica dalla Russia amplifica i rischi di vulnerabilità economica e politica degli stati che ne sono coinvolti, riportando sul tavolo il tema – negli ultimi anni meno dibattuto – della sicurezza energetica nazionale.

Arduo l'esercizio strategico volto a individuare forniture di rimpiazzo rispetto a quelle di Mosca; ancor più arduo cimentarsi nell'elaborazione di scenari che preconizzano i livelli conseguibili dal prezzo del petrolio in caso di interruzione parziale o totale delle esportazioni russe.

Quali scenari possibili?

Dopo l'invasione russa dell'Ucraina, gli Stati Uniti, il Regno

Unito, l'Unione europea, l'Australia e alcune nazioni asiatiche hanno immediatamente risposto con sanzioni internazionali che puntano a colpire l'economia russa. Questa prima serie di misure, pur non avendo preso direttamente di mira le forniture energetiche, sta comunque avendo ripercussioni sulle stesse. Nel caso del petrolio, ad esempio, sono diversi i trader, le compagnie di raffinazione e i proprietari di tanker che rifiutano l'acquisto di greggio russo; con molti carichi invenduti e quindi non allocati sul mercato, gli equilibri cominciano a saltare.

Nel momento in cui si scrive sembra poi possibile che la stessa Russia, anticipando i tentennamenti occidentali sulla questione embargo, sia in procinto di interrompere l'export energetico verso una mirata lista di paesi fino al 31 dicembre 2022. Quel che porterebbe inevitabilmente a nuovi strappi al rialzo dei prezzi la cui durata e intensità è legata a doppio filo alla variabile politica.

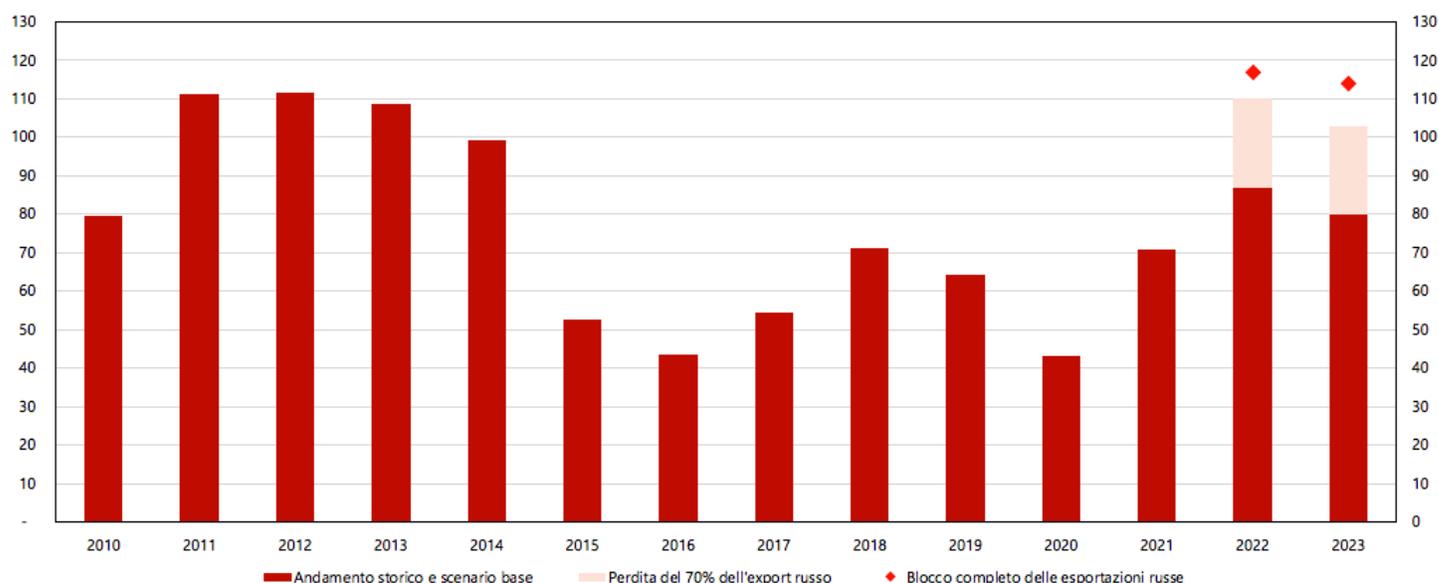
Secondo l'Oxford Institute for Energy Studies (OIES), il blocco del 70% delle esportazioni di greggio russo (circa 3 mil. bbl/g) tra marzo e aprile determinerebbe uno shock di offerta di vasta portata, tale da spingere le quotazioni del Brent su un livello medio mensile pari a 122 doll/bbl in aprile e 110 doll/bbl in media annua. Ancor più drammatica la completa interruzione delle forniture che sottrarrebbe al mercato 4,3 mil. bbl/g. In relazione a questo scenario, l'OIES indica prezzi mensili compresi tra 120 e 130 dollari

al barile fino al terzo trimestre 2022, per un valore medio su base annua di 116 dollari. Il premio per il rischio è ancora più elevato secondo Goldman Sachs che, indicando un valore di 135 doll/bbl in media d'anno (sarebbe la prima volta nella storia), ritiene possa essere difficile sopperire all'ammanco russo attraverso il combinato disposto di

maggiore produzione dei paesi OPEC, rilascio di scorte strategiche e riduzione dei consumi in risposta agli alti prezzi. Colpisce inoltre che sia l'OIES che la banca d'affari americana prevedano quotazioni superiori ai 100 doll/bbl anche nel 2023, non considerando quindi possibile il rapido ripristino degli equilibri di mercato.

Impatto della crisi russo-ucraina sul corso del Brent (doll/bbl)

Fonte: elaborazioni su dati Platts, ICE e OIES



Al punto in cui siamo risulta già complesso prevedere cosa accadrà domani, per cui spingersi al 2023 è a dir poco azzardato. Restando all'oggi, possiamo solo riconoscere che il mercato aveva già espresso importanti segnali di fragilità con la domanda superiore alle aspettative e l'offerta che arranca. I fondamentali "tirati" hanno quindi rappresentato

terreno fertile su cui le variabili geopolitica e finanziaria – da sempre legate nel gioco di aspettative e speculazioni – hanno attecchito, determinando un premio per il rischio ad oggi molto elevato. Le congetture si sprecano e l'incertezza è enorme ma il Brent di sicuro non ci risparmierà le montagne russe⁴.

¹ La crisi della Crimea del 2014 vide il crollo dei prezzi, grazie allo shale oil americano. Le primavere arabe, invece, grazie all'abbondante flusso di shale oil americano, contribuirono al rialzo dei prezzi.

² A partire da agosto 2021, in linea con la ripresa dei consumi, l'Alleanza dei paesi produttori ha annunciato un programma mensile di attenuazione dei tagli che prevede un graduale aumento della produzione fino alla fine del 2022, dell'ordine di 400.000 bbl/g ogni mese.

³ Si fa riferimento alla quotazione del 7 marzo.

⁴ Le montagne russe hanno questo nome perché traggono origine da un passatempo già diffuso in Russia all'inizio dell'Ottocento. Originariamente si trattava di piste di ghiaccio, da percorrere su slitta, in cui la discesa era intervallata da brevi e brusche risalite.

Novità normative di settore

a cura del GME

ENERGETICO

Comunicato GME | “Modifica transitoria delle modalità di regolazione dei pagamenti degli operatori ME, MGAS e PCE - Comunicazione di prossimo avvio” | pubblicato il 28 Febbraio 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, in via transitoria, al fine di consentire agli operatori il reintegro in tempi più contenuti delle garanzie prestate sui mercati ME, MGAS e/o sulla PCE, a decorrere dal 21 marzo p.v. e fino a successivo provvedimento, sarà effettuata una modifica in via d'urgenza delle modalità di regolazione dei pagamenti degli operatori ME, MGAS e PCE.

In particolare, tale modifica transitoria prevede che la regolazione dei pagamenti degli operatori debitori netti sia effettuata mediante SEPA Credit Transfer urgente o equivalente e che pertanto l'attuale strumento SDD (Sepa Direct Debit) non troverà più applicazione con riferimento alla regolazione dei pagamenti per i mercati ME, MGAS e PCE.

Al riguardo, il GME, confermando l'attuale ciclo di pagamenti su base settimanale, ha specificato che, a decorrere dalla data sopraindicata del 21 marzo p.v., ogni lunedì ciascun operatore debitore riceverà dal GME il saldo a regolare il cui pagamento dovrà essere eseguito, tramite lo strumento “SEPA Credit Transfer urgente o equivalente”, nella giornata successiva di martedì, al fine di consentire al GME di effettuare i pagamenti nei confronti degli operatori creditori netti dei predetti mercati/piattaforma entro la giornata del mercoledì¹.

Conseguentemente, una volta verificato l'avvenuto pagamento, il GME libererà a favore dell'operatore le garanzie vincolate al buon fine dei pagamenti direttamente nella giornata di mercoledì, rendendole pertanto prontamente disponibili per la copertura di nuove esposizioni.

Con il medesimo comunicato, il GME ha infine precisato che le versioni aggiornate del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (ME), della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS), del Regolamento della PCE e delle DTF di riferimento ME, MGAS e PCE, nonché il Calendario di settlement adeguato, entreranno in vigore a decorrere dalla data del 21 marzo p.v. con la relativa pubblicazione sul sito internet del GME.

ELETTRICO

Comunicato All NEMO Committee | “Market Coupling

Steering Committee (MCSC): NEMOs and TSOs significantly enhance their cooperation around market coupling in the day-ahead and intraday timeframe” | pubblicato il 07 Febbraio 2022 | Download
<https://www.nemo-committee.eu>

Con il comunicato in oggetto, il NEMO Committee ha reso noto che, nelle date del 2 e 3 febbraio u.u.ss., si è svolto con successo il primo “meeting” del Market Coupling Steering Committee (MCSC), nuovo organo decisionale rappresentativo di tutti i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) ed i Transmission System Operators (TSO), istituito al fine di introdurre i nuovi principi di governance congiunta nella gestione del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intraday Coupling (SIDC) europei.

Al riguardo, si informa che tale nuova struttura di governance congiunta è divenuta operativa in data 14 gennaio u.s. in conseguenza dell'avvenuta revisione dei contratti di cooperazione europei tra soli NEMO, nonché tra NEMO e TSO, approvati dall'ARERA con Deliberazione n. 522/2021/R/eel².

In occasione del suddetto “meeting”, i NEMO e i TSO europei hanno voluto confermare l'importanza del ruolo assunto e del loro impegno ai fini della piena integrazione dei mercati elettrici europei, in un contesto di grande cambiamento del sistema energetico, sempre più interconnesso, efficiente e rinnovabile.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità anno 2021” | dell' 11 febbraio 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 marzo e il 31 marzo 2022, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (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 situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2021.

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 A tal proposito, il GME ha precisato che, nel rispetto delle previsioni regolatorie applicabili, qualora l'operatore debitore netto non effettui il pagamento entro la giornata del martedì di ciascun ciclo settimanale di settlement, lo stesso avrà comunque a disposizione fino al venerdì della medesima settimana per provvedervi con aggravio, in tal caso, di interessi di mora e penali, ove previste; tali componenti verranno riconosciute a “ristoro” in favore degli operatori creditori netti qualora, per il relativo pagamento, il GME abbia dovuto ricorrere al meccanismo del “pro-quota” sulla base dei pagamenti effettivamente ricevuti dagli operatori debitori.

² cfr. Newsletter n.154 dicembre 2021

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.