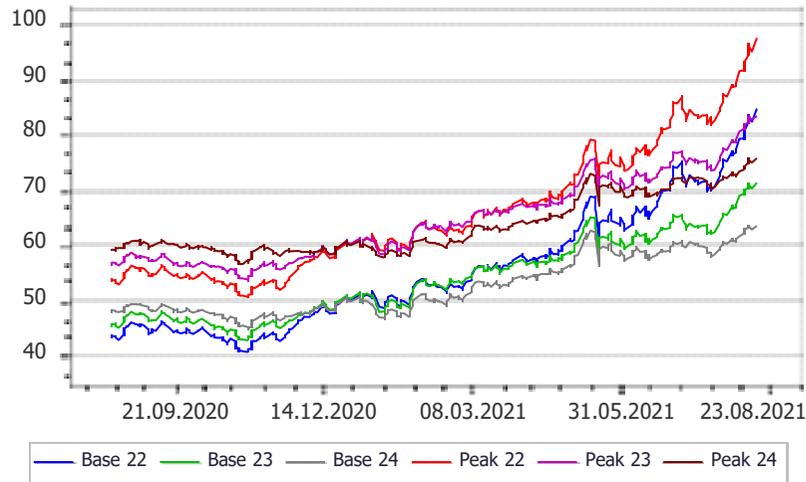


# Marktbericht

## Ausgabe 17.08.2021 (KW 33)



Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
Kalenderjahr 22	84,47	↗	97,31	↗
Veränderung zur Vorwoche	5,33	6,7%	5,83	6,4%
Veränderung zum Vormonat	13,17	18,5%	14,04	16,9%
Kalenderjahr 23	71,12	↗	83,16	↗
Veränderung zur Vorwoche	1,93	2,8%	2,24	2,8%
Veränderung zum Vormonat	7,76	12,2%	8,20	10,9%
Kalenderjahr 24	63,35	↗	75,57	↗
Veränderung zur Vorwoche	1,35	2,2%	2,04	2,8%
Veränderung zum Vormonat	3,74	6,3%	3,67	5,1%

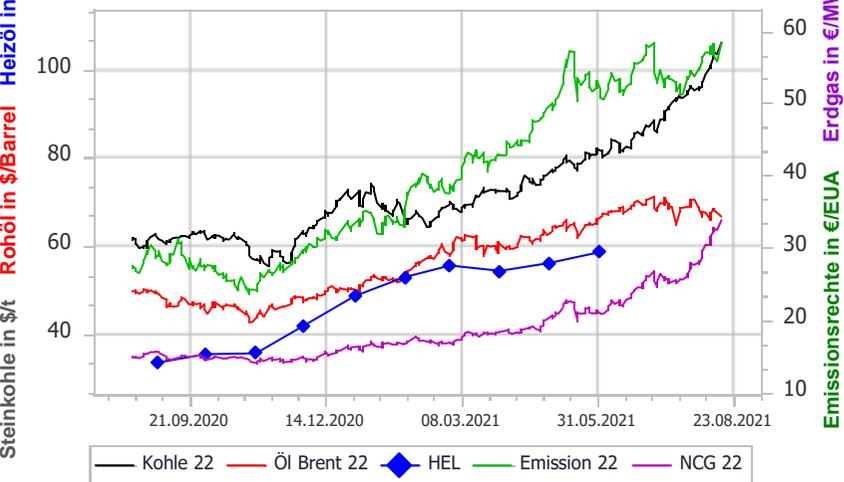
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 33. Kalenderwoche wieder

Primärenergien und CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Öl Brent 22 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#2 22 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 22 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 22 in €/EUA (EEX)	
Stand am 17.08.2021	66,54		106,34		33,918		58,51	
Veränderung zur Vorwoche	0,62	0,9%	5,82	5,8%	3,537	11,6%	1,53	2,7%
Veränderung zum Vormonat	-2,39	-3,5%	13,93	15,1%	8,634	34,1%	5,24	9,8%

### Aktuelle Nachrichten zu den Energiemärkten

Durchweg fest zeigten sich die Terminmärkte für alle Energiearten in Europa während der Berichtswoche. Steinkohle notierte für das Frontjahr im API#2 durchweg oberhalb von 100 \$/t auf einem seit 2012 nicht mehr beobachteten Niveau. Aber auch EUA entwickelten sich ausgehend von 56,6 €/t am Montag zur Wochenmitte auf 57,8 €, gaben aber zum Freitag auf 55,4 € nach und erlaubten damit auch den Stromforwards nach dem Wochenmaximum am Donnerstag (Base CAL 22 auf 83,4 €/MWh) zum Freitag eine Atempause auf 82,1 €/MWh für das Frontjahr. Das Erdgasgeschäft am Terminmarkt festigte sich vor dem Hintergrund neuer Engpässe in der Bereitstellung norwegischen Gases für Westeuropa und algerischer Quellen für die Versorgung von Südeuropa. Neben der bereits seit einigen Wochen erlebten stetigen Verteuerung der Frontmonate und Winterkontrakte liefern nun auch die späteren Lieferjahre erstmals spürbar nach oben. Das CAL 24 gewann rund 0,8 € in der Bewertung von Montag bis Freitag auf 19,3 €/MWh (NCG-H). Wegen der hohen Bewertung von Kohle und Spotgas zwischen 42 € am Montag und fast 45 € am Donnerstag zeigte sich der Day-Ahead-Strommarkt äußerst volatil. Der Montag mit einer hohen Einspeisung regenerativer Energie aus Wind und Solarkraftwerken schloss dabei im Mittel bei knapp 68 €/MWh, dagegen zeigte der Donnerstag bei trübem und windarmem Wetter in weiten Landesteilen das bekannte Muster aus Preisen von über 120 € in den Stunden 7 und 8 und sogar über 140 € am Abend nach 19 Uhr. Selbst das Wochenende überraschte wegen der vielerorts kühlen Temperaturen und Lieferengpässe mit Gasspotpreisen von 44,5 €/MWh am TTF, die Stromseite profitierte von einer günstigen Solarernte am frühen Nachmittag und erreichte am Samstag sein Wochenminimum in der 14. Stunde mit 0 €. [MG]

Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt