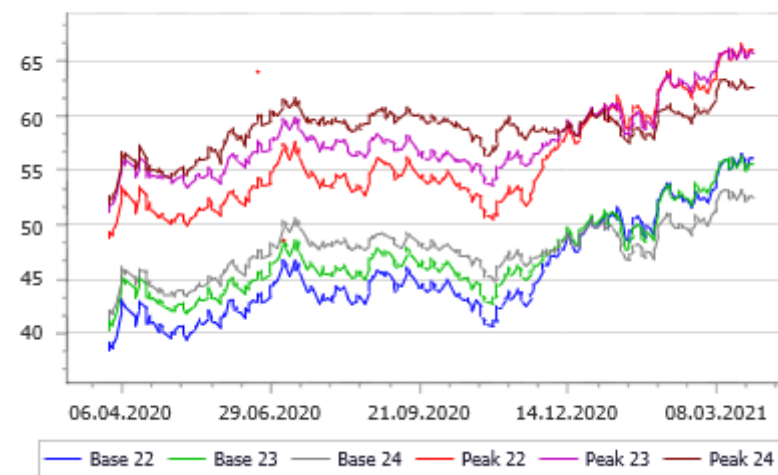


Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX

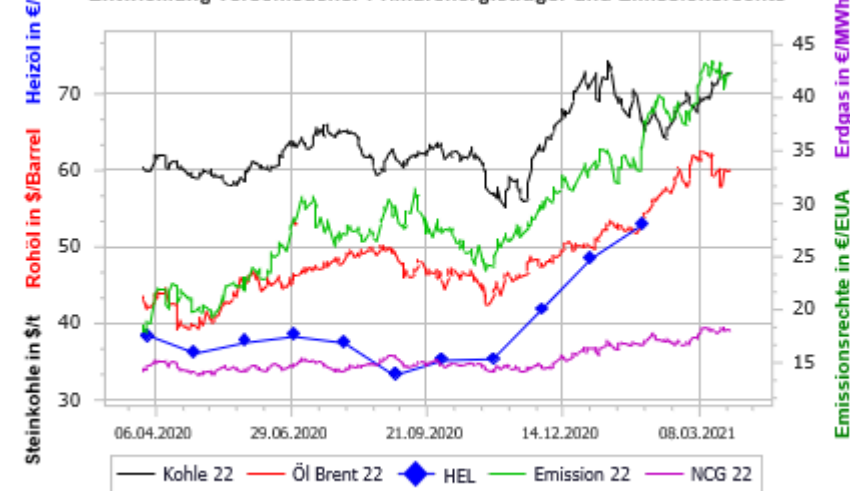
Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Kalenderjahr 22	56,13	→	66,14
Veränderung zur Vorwoche	-0,39	-0,7%	-0,46	-0,7%
Veränderung zum Vormonat	3,82	7,3%	3,67	5,9%
Kalenderjahr 23	55,55	→	65,75	→
Veränderung zur Vorwoche	-0,68	-1,2%	-0,57	-0,9%
Veränderung zum Vormonat	2,46	4,6%	2,38	3,8%
Kalenderjahr 24	52,55	→	62,66	→
Veränderung zur Vorwoche	-0,65	-1,2%	-0,65	-1,0%
Veränderung zum Vormonat	2,20	4,4%	2,31	3,8%

Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 13. 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 30.03.2021	59,95		72,56		18,062		42,21	
Veränderung zur Vorwoche	-0,08	-0,1%	-0,39	-0,5%	-0,080	-0,4%	-0,97	-2,2%
Veränderung zum Vormonat	1,40	2,4%	3,86	5,6%	1,315	7,9%	4,62	12,3%



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Nur wenig interessante Aspekte bot der Day-Ahead-Markt für Strom in der Berichtswoche. Eher kühles Wetter bei gleichzeitig eingeschränkter Solarverfügbarkeit sorgte für einen winterlichen Stundenpreisvektor mit Werten zwischen 50 und 60 €/MWh aus Steinkohlegrenzkosten in den Nachtstunden und morgens wie abends teilweise bis zu 90 €/MWh ansteigenden Werten. Mit 90,5 €/MWh wurde die 19. Stunde für Montag im Maximum beobachtet.

Erst der Freitag zeigte zumindest tagsüber mit Stundenpreisen zwischen 35 und 40 €/MWh um die Mittagszeit wieder ansatzweise einen Beitrag regenerativer Energien. So eine Situation zu Beginn der hellen Jahreszeit ist angesichts der immensen installierten PV-Leistung in Deutschland erstaunlich, unterstreicht aber einmal mehr, dass eine stabile Energieversorgung aus regenerativer Energie in diesem Land ohne auskömmliche Speichermethoden nicht gelingen kann. Und wie als Beweis dafür unterstreicht der Blick auf den Samstag und Sonntag der Berichtswoche den Leistungsüberschuss während der sonnenreichen und windigen Mittagsstunden: Bis zu minus 50 €/MWh für die Stunden 12 bis 15 sind ein Indiz dafür, dass die Netzbetreiber Sorge hatten, den Strom nicht im Netz absorbieren zu können. Auch in dieser Lage wären Speichermöglichkeiten nützlich gewesen. Der Spotmarkt für Gas blieb recht fest und zweigte sich selbst am TTF trotz angesagter Milderung um 18,5 €/MWh. Die Blockade des Suez-Kanals ließ kaum an Import von LNG-Mengen denken und auch die ab dem ersten April erwartete Kälteperiode ließ die Nachfrage nach Ergänzungslieferungen der kommunalen Versorger deutlich ansteigen. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt