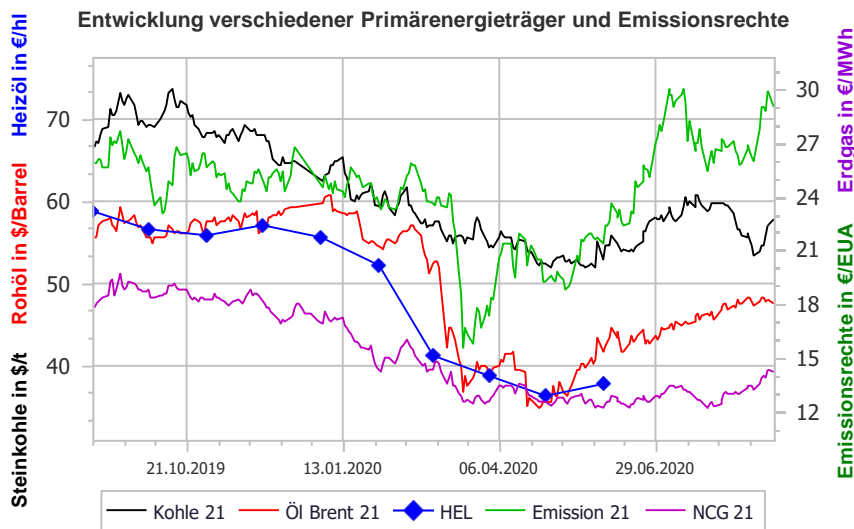
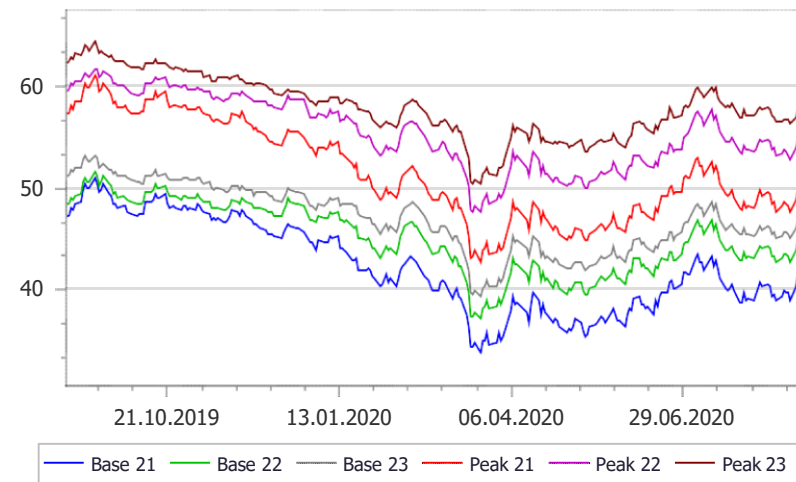


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
Kalenderjahr 21	41,88 →		50,82 →	
Veränderung zur Vorwoche	1,68	4,2%	2,10	4,3%
Veränderung zum Vormonat	2,78	7,1%	2,65	5,5%
Kalenderjahr 22	45,53 ↗		55,80 ↗	
Veränderung zur Vorwoche	1,69	3,9%	1,89	3,5%
Veränderung zum Vormonat	2,38	5,5%	2,15	4,0%
Kalenderjahr 23	47,32 ↗		57,95 ↗	
Veränderung zur Vorwoche	1,37	3,0%	1,02	1,8%
Veränderung zum Vormonat	1,87	4,1%	0,82	1,4%

Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 36. Kalenderwoche wieder

Primärenergien und CO ₂ -Zertifikate	Öl Brent 21 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#221 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 21 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 21 in €/EUA (EEX)	
Stand am 01.09.2020	47,41		57,71		14,282		29,02	
Veränderung zur Vorwoche	-0,41	-0,9%	3,81	7,1%	0,724	5,3%	1,27	4,6%
Veränderung zum Vormonat	1,60	3,5%	-2,09	-3,5%	1,977	16,1%	2,38	8,9%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Die Energiemärkte zeigten in der Berichtswoche erneut eine für die Sommerperiode ungewohnt hohe Volatilität. Besonders deutlich zeigte sich dies bei der Bewertung des auslaufenden Handels für den Kalendermonat September in allen westeuropäischen Marktgebieten. Am TTF notierte das Produkt zu Wochenbeginn bereits gegenüber der Vorwoche stark erhöht auf 8,4 €/MWh und verfehlte zum Handelsschluss am Freitag ganz knapp die 10 €-Marke. Ein so prägnanter Anstieg war zwar für das Jahresprodukt 2021 nicht zu verzeichnen, aber immerhin legte auch diese Notierung über die Woche um 0,9 €/MWh auf 14 €/MWh zu. Ursachen für diese Entwicklung gab es gleich mehrere zu beobachten. Einerseits zeigte auch der Strommarkt durch die EUA-Bewertung getrieben eine ganz eindeutig bullische Tendenz und schloss zum Freitag an der EEX im Base für das Frontjahr mit einem Wochengewinn von 1,4 €/MWh auf 42,6 €/MWh. Neben der festen EUA-Bewertung war es auch eine aus dem Kurzfristhandel ausgelöste Engpasssituation, nachdem die EDF EU-konform auf eine verzögerte Rückkehr größerer Kraftwerke aus der Revision informiert hatte. Aber auch der Gasstreit in der Ägäis, erneute Unruhen entlang der Transitwege russischen Erdgases und zuletzt auch noch angekündigte Ausfälle von LNG-Lieferungen aus den USA und Ostasien – beides dem frühen Beginn der Herbststürme geschuldet – nahm offenbar Einfluss auf die spekulative Bewertung aller Energiecommodities. Sogar bis in das Spotgeschäft war die Hausse spürbar. Hier führen wir den deutlichen Preisanstieg zum Wochenende auf 9,6 €/MWh neben der Erwartung zusätzlicher Verstromungsgasmengen als Ersatz für französische Kernenergie auch auf den frühen Wintereinbruch in den Alpen zurück, der neben den ersten Sperrungen der Fernpässe auch einen ungeplanten Heizwärmebedarf auslöste. Hinzu kam noch in Nordwestdeutschland frühherbstliches Wetter, das zu relativ festen Spotstrompreisen beitrug. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt