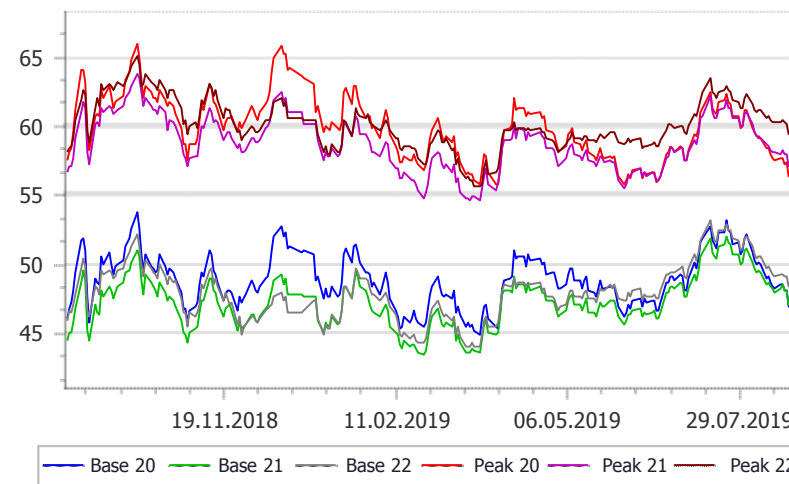


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Wert	Veränderung	Wert	Veränderung
Kalenderjahr 20	46,70		55,62	
Veränderung zur Vorwoche	-0,64	-1,4%	-0,98	-1,7%
Veränderung zum Vormonat	-5,40	-10,4%	-5,53	-9,0%
Kalenderjahr 21	47,23		57,31	
Veränderung zur Vorwoche	-0,24	-0,5%	-0,17	-0,3%
Veränderung zum Vormonat	-3,92	-7,7%	-3,76	-6,2%
Kalenderjahr 22	48,33		59,48	
Veränderung zur Vorwoche	-0,44	-0,9%	-0,44	-0,7%
Veränderung zum Vormonat	-3,65	-7,0%	-2,76	-4,4%

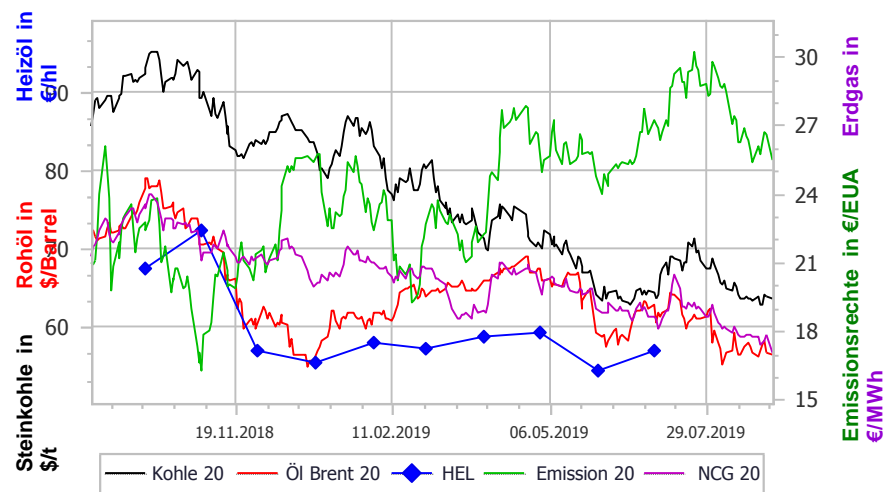
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 36. Kalenderwoche wieder.

Primärenergien und CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Öl Brent 20 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#2 20 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 20 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 20 in €/EUA (EEX)	
	Wert	Veränderung	Wert	Veränderung	Wert	Veränderung	Wert	Veränderung
Stand am 03.09.2019	56,42		63,70		17,097		25,44	
Veränderung zur Vorwoche	0,10	0,2%	-0,20	-0,3%	-0,673	-3,8%	-0,65	-2,5%
Veränderung zum Vormonat	-3,10	-5,2%	-4,36	-6,4%	-1,683	-9,0%	-4,14	-14,0%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



### Aktuelle Nachrichten zu den Energiemärkten

Die vergangene Woche war gekennzeichnet durch rege Marktliquidität und erhebliche Nachfrage nach Strom und Erdgas durch Retailunternehmen. Dabei wurden im Terminhandel durchweg mehr Base-Produkte umgesetzt. Im Peak ist bereits seit Wochen eine gewissen Marktzurückhaltung zu beobachten. Wir haben dies auf die schwierige Prognosesituation für die Bewertung zukünftiger Sommerquartale zurückgeführt, die wegen des rasanten Zubaus von PV-Anlagen immer schlechter strukturell einzuschätzen sind. Die aus der Vorwoche recht schwach übermittelten Startpreise für den Stromterminhandel der Berichtswoche erholten sich am Montag zunächst leicht. Am Dienstag schloss der Markt für das Frontjahr 2020 mit 46,6 €/MWh auf dem Wochenminimum. Die sich ab dem Folgetag abzeichnende Problematik um den ostdeutschen Tagebau Jämschwalde führte dann im weiteren Wochenverlauf zu einer gewissen Unterstützung des ansonsten eher bearisch gestimmten Marktes. Wir haben den Schlusskurs von 48,3 €/MWh am Freitag auf diesen Effekt fehlender Braunkohlekapazität zurückgeführt. Ein großes Handelshaus brachte diesen aufgrund eines juristischen Disputs über die Betriebsgenehmigung verursachten Ausfall größerer Braunkohleförderkapazitäten sogar mit dem weltweiten Anstieg der Steinkohlenotierung am Donnerstag in Verbindung. Der ARA-Future für CAL20 hatte tatsächlich einen Preissprung von 1,4 \$/t zu verzeichnen. Auch der Gashandel profitierte insbesondere im Marktgebiet Gaspool von dem beschriebenen Ereignis und gewann am Mittwoch fast einen halben Euro auf 17,9 €/MWh für CAL20. Auf der Spotseite notierte Gas in einem Auf und Ab, tendenziell aber niedriger als in der Vorwoche. Der TTF beendete im Day-ahead die Berichtswoche bei 9,3 €/MWh mit einem eindeutig bearischen Ausblick. Stromseitig sorgte die in den meisten Landesteilen nochmals warme Woche für tendenziell festere Spotkurse. Besonders der Mittwoch notierte an der EPEX mit über 50 € getrieben vom französischen Marktpreisniveau vergleichsweise hoch. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt