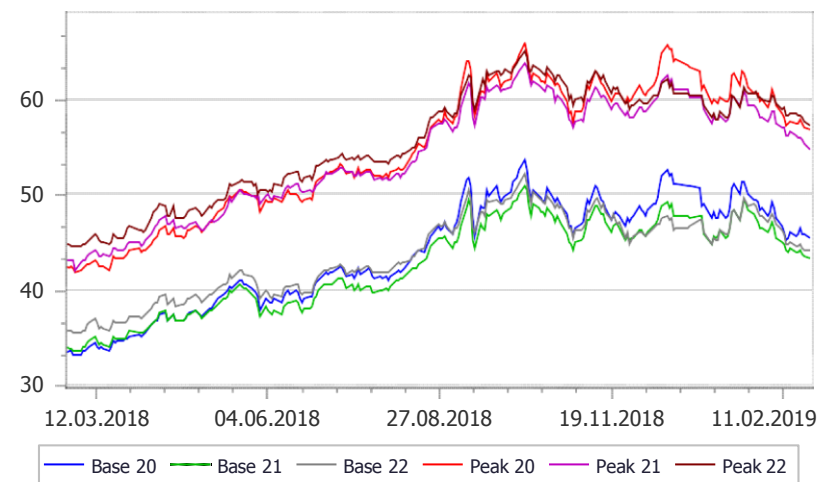


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Value	% Change	Value	% Change
Kalenderjahr 20	45,44		56,80	
Veränderung zur Vorwoche	-0,31	-0,7%	-0,64	-1,1%
Veränderung zum Vormonat	-4,61	-9,2%	-4,57	-7,4%
Kalenderjahr 21	43,33		54,78	
Veränderung zur Vorwoche	-0,71	-1,6%	-1,37	-2,4%
Veränderung zum Vormonat	-5,07	-10,5%	-4,67	-7,9%
Kalenderjahr 22	44,23		57,21	
Veränderung zur Vorwoche	-0,31	-0,7%	-1,27	-2,2%
Veränderung zum Vormonat	-4,65	-9,5%	-3,43	-5,7%

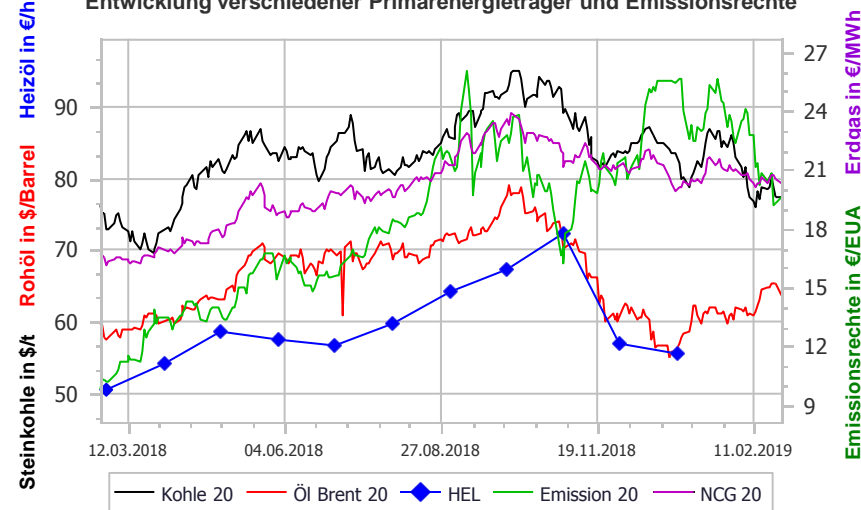
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 9. Kalenderwoche wieder.

Primärenergien und CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Öl Brent 20 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#220 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 20 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 20 in €/EUA (EEX)	
Stand am 26.02.2019	63,56		77,50		20,331		19,63	
Veränderung zur Vorwoche	-1,28	-2,0%	-1,05	-1,3%	0,040	0,2%	-0,80	-3,9%
Veränderung zum Vormonat	2,21	3,6%	-7,85	-9,2%	-0,760	-3,6%	-4,76	-19,5%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Der Saisonwechsel im Spotmarkt war in der Berichtswoche wegen der sonnenreichen Witterung gut zu beobachten. Am Montag und Samstag war die Solareinspeisung in der Leistungskurve um die Mittagszeit bereits sehr deutlich zu spüren. Bei gleichzeitig schwachen Winden überstieg die Stromproduktion aus Sonnenenergie am Sonntag erstmalig nach vielen Wochen wieder den Windstrom bei den erneuerbaren Energien. Die Energie im EPEX Spothandel war am 24.2. dementsprechend in Deutschland, Frankreich und Benelux zur Stunde 15 zu bekommen. Insgesamt notierten auch im Tagesmittel alle Spotbörsen relativ schwach in einem Band um 45 €/MWh. Der Gashandel wurde mit der in ganz Westeuropa sehr milden Witterung südwärts gerichtet. Zum Wochenausklang wurden an der TTF Preise für den day-ahead in Höhe von 17 €/MWh aufgerufen. Immer wieder drehten sich Marktkommentare um eine aktuelle Überversorgung des gesamten Netzbereichs. Auch Großbritannien erfuhr milde Temperaturen und bot sich nicht als Absatzkanal für Zusatzmengen an. Händler schienen auch den mittelfristigen Wetterprognosen der europäischen und amerikanischen Wetterdienste Glauben zu schenken und drehten insbesondere Terminmengen für den März in den Markt. Der Frontmonat notierte somit durchweg (am Freitag bei 17,2 €/MWh an der TTF) unter dem Saisonpreis für den nächsten Sommer (17,7). Daran war erkennbar, dass die frühzeitige Umschaltung der Gasspeicher in den Einspeicherungsbetrieb zwar diskutiert, aber angesichts eines immer noch möglichen plötzlichen Witterungsumschwungs noch nicht umgesetzt wurde. Somit sind die Überschüsse am kurzen Marktende besonders auffällig. Auch der Stromterminmarkt zeigte sich in der Berichtswoche überwiegend lustlos. Über Tag konnten mehrfach Zuwächse um 1 €/MWh bei den Jahresprodukten erzielt werden, diese hielten aber nicht bis zu den Schlussnotierungen durch. OTC-Preise für das Frontjahr im Base überstanden die Woche dennoch mit 45,6 €/MWh über der psychologisch wichtigen Marke von 45 €/MWh, die späteren Jahre notierten aber in starker Backwardation. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt