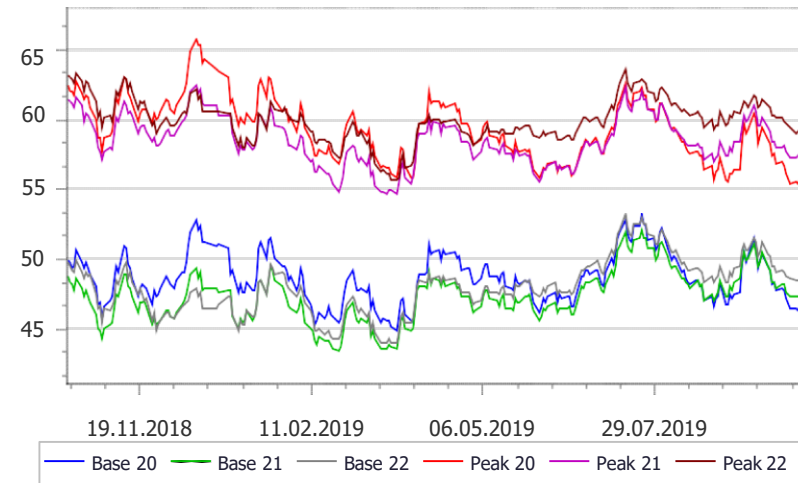


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
Kalenderjahr 20	47,80 →		56,84 ↘	
Veränderung zur Vorwoche	1,45	3,1%	1,43	2,6%
Veränderung zum Vormonat	-2,34	-4,7%	-2,39	-4,0%
Kalenderjahr 21	48,55 →		58,59 →	
Veränderung zur Vorwoche	1,33	2,8%	1,36	2,4%
Veränderung zum Vormonat	-1,44	-2,9%	-1,30	-2,2%
Kalenderjahr 22	49,60 →		60,17 →	
Veränderung zur Vorwoche	1,22	2,5%	1,21	2,1%
Veränderung zum Vormonat	-1,03	-2,0%	-0,70	-1,1%

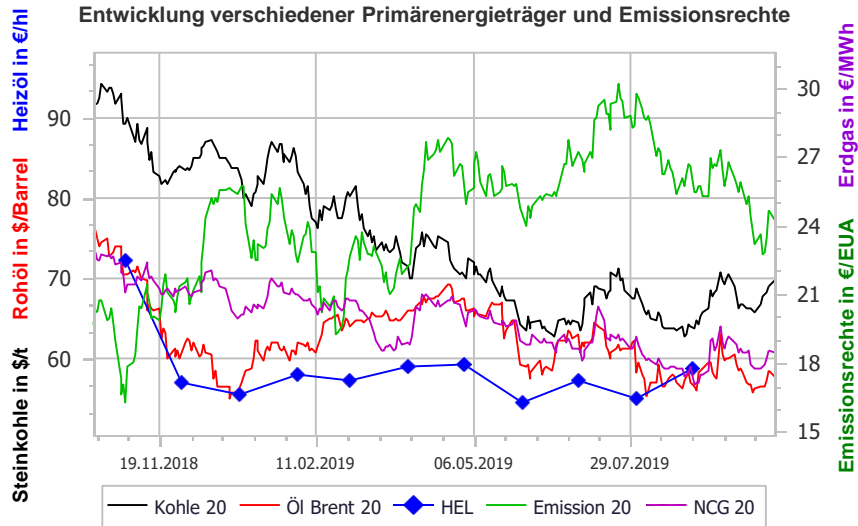
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 42. Kalenderwoche wieder.

Primärenergien und CO ₂ -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 15.10.2019	57,82		69,65		18,440		24,27	
Veränderung zur Vorwoche	1,38	2,4%	2,92	4,4%	0,697	3,9%	0,66	2,8%
Veränderung zum Vormonat	0,41	0,7%	1,22	1,8%	-0,310	-1,7%	-2,36	-8,9%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Die ausgesprochen milden Temperaturen haben die Spotgaspreise in der Berichtswoche sehr belastet. Noch am Montag wurde der Day-ahead am TTF optimistisch bei knapp über 10 €/MWh gehandelt. Mit den sich weiter konkretisierenden Aussichten für ungewöhnlich warmes und in einigen Landesteilen auch sonniges Wetter verfielen die Preise im Wochenverlauf bis auf einen Tiefstand von 8,0 €/MWh für den 10.10., um sich dann an den Folgetagen um 8,7 €/MWh einzupendeln. Großvolumige Rückverkäufe aus den Portfolios für temperaturabhängige Endkunden sorgten für ein zeitweises Überangebot, dass nur von einzelnen Betrieben der Großindustrie abgenommen werden konnte. Auf der Stromseite sorgte seinerseits zeitweise windreiches Wetter für fallende Spotnotierungen. Dieser Effekt blieb aber in seiner Auswirkung begrenzt, da die Modellrechnungen der Kurzfrsthändler für einen typischen Monat Oktober ohnehin erhöhte Windeinspeisungen voraussetzen. Besonders am französischen Markt wurde der kontinuierliche Preisverfall des mittleren Tagespreises an der EPEX von Werten um 45 €/MWh für den Montag auf Werte unter 24 €/MWh zum Sonntag deutlich. In der Nacht zum Montag wurde die erste Stunde dann im deutschen Markt sogar mit minus 8 €/MWh im Verlust wegen Windenergieüberschüssen gehandelt. Der Terminmarkt für Gas konnte sich entlang eines steigenden Ölkurses etwas nach oben orientieren. Das CAL20-Produkt am TTF stieg von 17,2 €/MWh auf 18,1 €/MWh im Wochenverlauf. Strom profitierte von festerer Kohle und legte von 55,4 auf 56 €/MWh Base-Frontjahr zu. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt

Die in diesem Marktbericht veröffentlichten Informationen sind mit eigenüblicher Sorgfalt recherchiert. Dennoch wird keine Gewähr für die Eignung für einen bestimmten Zweck, für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie für eine fehlerfreie Übertragung übernommen. Der Marktcommentar gibt die persönliche Einschätzung der Verfasser wieder. Er stellt keine Empfehlung oder Aufforderung seitens des Herausgebers an den Leser dar und ersetzt insbesondere auch keine individuelle Beratung. Für Schäden haftet der Herausgeber nur bei Vorsatz oder grober Fahrlässigkeit seiner Angestellten oder sonstiger Erfüllungsgehilfen. Dieser Haftungsausschluss gilt auch gegenüber gesetzlichen Vertretern, leitenden Angestellten und sonstigen Erfüllungsgehilfen des Betreibers des Marktberichtes. Die Ersatzansprüche sind auf den typischen vorhersehbaren Schaden begrenzt. Die Inhalte sind urheberrechtlich geschützt. Der Nutzer erwirbt keinerlei Rechte oder Lizenzen an den Inhalten. Diese werden den Nutzern ausschließlich für den eigenen Gebrauch zur Verfügung gestellt. Jede darüber hinaus gehende Nutzung, insbesondere auch eine kommerzielle Weitergabe der Informationen, ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung zulässig.