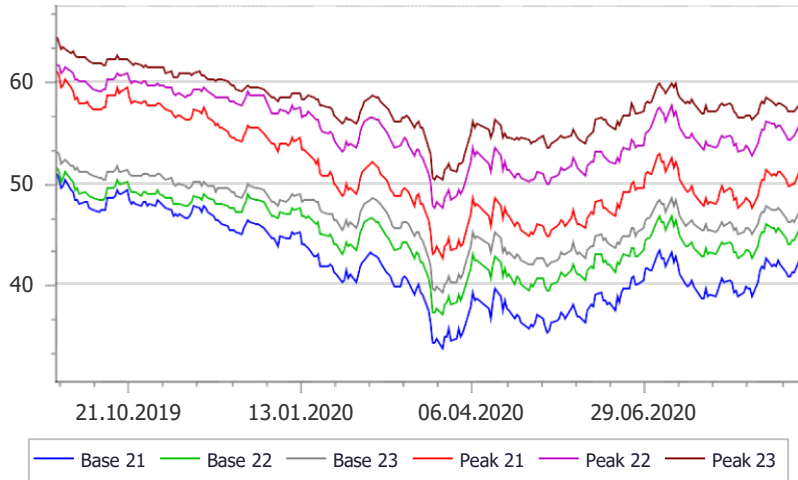


Marktbericht

Ausgabe 15.09.2020 (KW 38)



Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
Kalenderjahr 21	42,60	↗	51,23	↗
Veränderung zur Vorwoche	1,26	3,0%	0,94	1,9%
Veränderung zum Vormonat	3,81	9,8%	3,62	7,6%
Kalenderjahr 22	45,62	↗	55,78	↗
Veränderung zur Vorwoche	1,07	2,4%	1,05	1,9%
Veränderung zum Vormonat	2,97	7,0%	2,75	5,2%
Kalenderjahr 23	47,39	↗	57,89	↗
Veränderung zur Vorwoche	0,75	1,6%	0,44	0,8%
Veränderung zum Vormonat	2,34	5,2%	1,46	2,6%

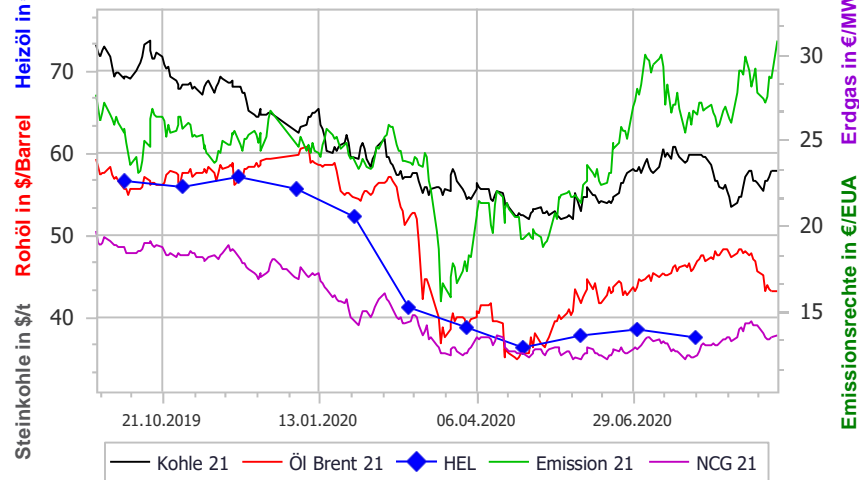
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 38. Kalenderwoche wieder

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 15.09.2020	43,18	57,75	13,670	30,78
Veränderung zur Vorwoche	-1,88 -4,2%	2,37 4,3%	-0,101 -0,7%	3,39 12,4%
Veränderung zum Vormonat	-4,30 -9,1%	1,98 3,6%	0,512 3,9%	4,95 19,2%

Aktuelle Nachrichten zu den Energiemärkten

Auch in der Berichtswoche zeigten sich die Spotpreise am Day-Ahead-Markt für Strom für die Jahreszeit fest. Dabei ist an den Wochentagen ein typisches Muster erkennbar mit einer preislichen Überhöhung in den Morgenstunden 6 bis 9 mit Preisen oberhalb 40, Am Donnerstag und Freitag sogar über 60 €/MWh. Die frühere Mittagsspitze war auch in dieser Septemberwoche durch Photovoltaik noch komplett abgeschnitten mit Preisen unter 30 €. Zum Abend stiegen die Preise dann bis maximal 78 € in der 19. Stunde am Donnerstag. Ursache für die festen Preise außerhalb der PV-Delle waren einerseits hohe EUA-Notierungen, die auch den Terminmarkt durchweg unterstützt haben. Andererseits stellten auch Engpässe bei der Gasversorgung in Norwegen und Einschränkungen bei der Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke wie in der Vorwoche eine signifikante Rolle. Erst das Wochenende sorgte mit seiner reduzierten Last und der vielerorts erfreulichen PV-Einspeisung für den oft beobachteten mittäglichen Überschuss im Netz. Der geringste Preis wurde mit minus 59 €/MWh in der 13. Stunde am Sonntag gehandelt. Der Gasmarkt überraschte weiterhin mit für die Jahreszeit sehr festen Preisen, insbesondere angesichts der im Süden des Landes bereits weit überdurchschnittlichen Außentemperaturen. Selbst das Wochenende wurde mit über 10 €/MWh am TTF auf mehr als dem doppelten Niveau gehandelt, als es vor zwei Monaten angesichts der Überversorgung für wahrscheinlich gehalten wurde. Diese Marktstimmung wurde durch die eingeschränkte Lieferung aus Norwegen und auch aus Russland, aber sicherlich auch durch öffentliche Diskussion über die Sicherheit der Gasversorgung Europas aus Ländern wie Russland, der USA oder der Türkei unterstützt. In Verbindung mit den immer noch oberhalb 30 €/t bewerteten EUA sorgte diese Gemengelage an beiden Terminmärkten Gas und Strom ebenfalls für ein hohes, aber nicht erheblich überhöhtes Preisniveau. [MG]

Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt