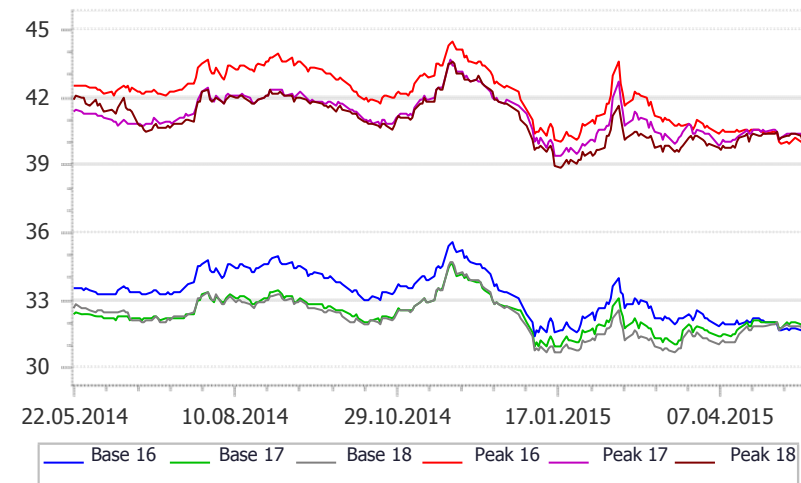


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Wert	Änderung	Wert	Änderung
Kalenderjahr 16	31,23	→	39,61	↓
Veränderung zur Vorwoche	-0,52	-1,6%	-0,54	-1,3%
Veränderung zum Vormonat	-0,75	-2,3%	-0,80	-2,0%
Kalenderjahr 17	31,31	→	39,79	→
Veränderung zur Vorwoche	-0,65	-2,0%	-0,59	-1,5%
Veränderung zum Vormonat	-0,52	-1,6%	-0,56	-1,4%
Kalenderjahr 18	31,14	↓	39,50	↓
Veränderung zur Vorwoche	-0,69	-2,2%	-0,86	-2,1%
Veränderung zum Vormonat	-0,45	-1,4%	-0,50	-1,2%

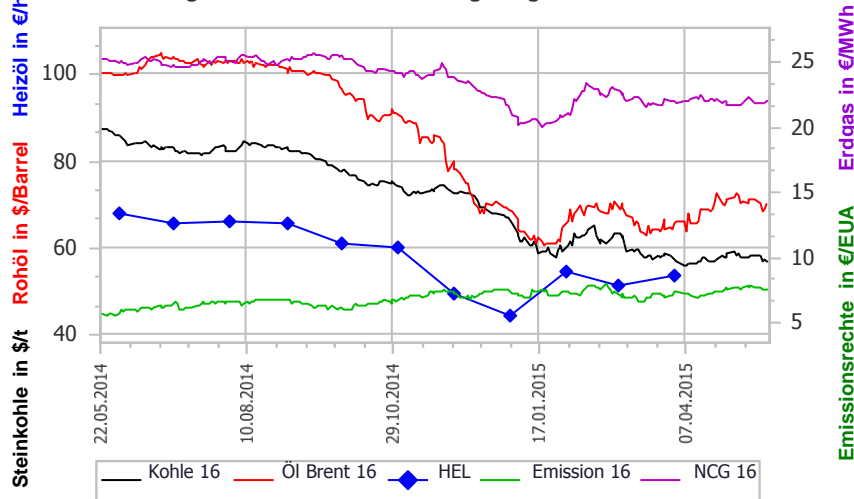
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 22. Kalenderwoche wieder

Primärenergien und CO ₂ -Zertifikate	Öl Brent 16 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#2 16 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 16 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 16 in €/EUA (EEX)	
Stand am 22.05.2015	69,96		56,65		21,868		7,42	
Veränderung zur Vorwoche	-0,91	-1,3%	-1,34	-2,3%	0,043	0,2%	-0,29	-3,8%
Veränderung zum Vormonat	1,86	2,7%	-0,01	0,0%	-0,180	-0,8%	0,19	2,6%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Marktkommentar

Die Preise am deutschen Spotmarkt für Strom zeigten sich letzte Woche bis zur Wochenmitte fester. Dies führten die Marktteilnehmer auf die rückläufigen Einspeisungen aus Erneuerbaren zurück. Die etwas höheren Spotmarktpreise stützten auch die Entwicklung am Terminmarkt, welcher in diesem Zeitraum zusätzlich von festen CO₂-Zertifikatpreisen gestützt wurde. Ab Wochenmitte tendierten die Preise am deutschen Stromspotmarkt im Einklang leicht höherer Erneuerbaren-Einspeisung schwächer. Insbesondere wurde im Markt über die Einführung der flow-basierten Marktkopplung in Zentralwesteuropa gesprochen. Belgien, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Deutschland und Österreich haben den Day-ahead-Markt am letzten Mittwoch auf die Lastflussbasierte Marktkopplung umgestellt. Dies ermöglichte ab sofort eine genauere Analyse der Netzauslastung bei wachsender Einspeisung von fluktuierendem Erneuerbaren Strom. Aufgrund bisheriger Simulationen hätten Marktteilnehmer mit einem preissteigernden Effekt in Deutschland gerechnet, welcher jedoch bis heute noch nicht eingetroffen ist. Die Preise am Terminmarkt tendierten insgesamt schwächer. Grund hierfür waren die diskutierte Modifizierung von Gabriels Plänen zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes von Kohlekraftwerken sowie leichte Abgaben bei den Primärenergienotierungen und CO₂ ab Wochenmitte. Am langen Ende der Terminmarktkurve sei lt. Ansicht der Marktteilnehmer der langfristige Abwärtstrend ungebrochen. Der Schwerpunkt des Stromhandels verlagerte sich zunehmend auf das kurze Ende. Das lange Ende werde durch zunehmend geringere Volatilität und niedrigere Umsätze geprägt. Darüber hinaus belastete der auf Wochenbasis schwache Euro die Kohlenotierungen, welche wiederum die Strompreisentwicklung beeinflussten. Die Kohlepreise sind die maßgebliche Größe für die Grenzkosten zum Einsatz von Steinkohlekraftwerken. Lt. Einschätzung der Marktteilnehmer bleibt das Cal 2016 weiter unter Druck und könnte die 31-Euro-Marke testen.

Gas: Die aktuell auf geringem Niveau liegenden Gasspeicherstände in Großbritannien und Deutschland könnten lt. Annahme einiger Analysten ein Preisrisiko für die kommende Wintersaison darstellen. Zudem bestehe das Risiko unvorhergesehener Ausfälle bei den Gaslieferungen und der Speicherverfügbarkeit. Öl: Das Rohöl der Sorte Brent zeigte sich am Freitag schwächer. Lt. Händlerauskunft hinge dies mit dem festen US-Dollar zusammen.

Quellen: EEX, RWE Supply & Trading, Statistisches Bundesamt; Dienstag, 26. Mai 2015