

# Aktuelle Entwicklungen auf den Kohle- und Gasmärkten und ihre Rückwirkungen auf die Merit Order

Harald Hecking, Eren Cam, Max Schönfisch und Simon Schulte

*Kohle und Gas spielen weiterhin eine bedeutende Rolle im europäischen Stromerzeugungssystem, insbesondere in Deutschland. Laut AG Energiebilanzen lag 2016 der Anteil der Steinkohle an der deutschen Bruttostromerzeugung bei 17,2 % und der von Erdgas bei 12,4 %. Neben dem CO<sub>2</sub>-Preis sind die Preise für Kesselkohle und Erdgas maßgeblich dafür verantwortlich, welches Gas- bzw. Kohlekraftwerk welche Position in der Merit Order einnimmt und ob es zu einem Fuel Switch kommt. Sinkende Preise beim Gas stehen seit Mitte 2016 stark gestiegenen und volatilen Preisen für Kesselkohle gegenüber. Dieser Artikel diskutiert, welche Entwicklungen und Faktoren für diese Entwicklungen verantwortlich sind, womit in naher Zukunft zu rechnen sein könnte und welche Implikationen dies für den Gas-Kohle-Spread im Strommarkt hat.*

## Aktuelle Entwicklungen auf dem Kesselkohlemarkt

Aufgrund sinkender Förderkosten und eines chronischen Überangebots am Weltmarkt sind die Preise für Kesselkohle seit Anfang 2014 nahezu kontinuierlich zurückgegangen: Lag der CIF-Preis für Kesselkohle im Kohle-Handelsraum Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (ARA) im Januar 2014 noch bei 85 US\$/t, so sank er bis Februar 2016 auf rund 42 US\$/t (vgl. Abb. 1). Insbesondere in den USA mit ihren hohen Produktionskosten spürte die Kohleindustrie die Folgen: Eine große Zahl US-amerikanischer Kohleproduzenten musste Konkurs anmelden, darunter große Unternehmen wie Alpha Natural Resources, Arch Coal und der US-Arm von Peabody Energy. Noch Anfang 2016 entsprach es der generellen Erwartung, dass sich dieser Trend aufgrund der weiterhin bestehenden Überkapazitäten am Kesselkohlemarkt bis auf Weiteres fortsetzen würde [1].

Es kam jedoch anders: Seit März 2016 durchläuft der internationale Kesselkohlemarkt die turbulenteste Phase der letzten Jahre. Bis Anfang November 2016 hatte sich der Preis verdoppelt. Ende Dezember 2016 überschritt der ARA CIF die Marke von 95 US\$/t (vgl. Abb. 1).

Mehrere Faktoren sind für den unerwartet schnellen Preisanstieg verantwortlich. Auf der einen Seite reduzierten Überflutungen in Südchina sowie eine Entscheidung der chinesischen Regierung, die Zahl der Arbeitstage chinesischer Bergleute von 330 auf 276 zu reduzieren, den Output chinesischer Bergwerke. Gleichzeitig sorgte ein warmer



Eine Reform des EU-ETS, wie aktuell in Brüssel diskutiert könnte einen deutlichen Switch von Kohle zu Gas in Stromerzeugung bewirken  
Foto: jggon | Fotolia.com

Sommer für eine erhöhte Stromnachfrage, was wiederum den Kohlebedarf in die Höhe trieb. Dies führte dazu, dass China signifikant mehr Kohle auf dem Weltmarkt nachfragte als in den vorherigen Jahren. Auf der anderen Seite hatten Produktionsausfälle in australischen und indonesischen Bergwerken kurzfristig eine unerwartete Verknappung des Angebots zur Folge [2].

Im ersten Quartal 2017 sank der Preis für Kesselkohle wieder leicht, was insbesondere mit der Rücknahme der Arbeitszeitrestriktion für Kohlebergleute in China im November 2016 zusammenhängt. Die schnelle Rücknahme der Maßnahme ist insbesondere mit Blick auf die Situation chinesischer Kohlekraftwerke, welche unter den hohen Kesselkohlepreisen leiden, erklärbar. Im

März 2017 bestätigte die Regierung, dass keine weiteren Maßnahmen, welche den Output chinesischer Kohlebergwerke reduzieren würden, geplant sind [3].

Es gibt mehrere Gründe, warum Entwicklungen auf dem chinesischen Kohlemarkt starke Rückwirkungen auf den globalen Markt haben. Ein bedeutender Faktor sind die niedrigen Frachtraten der letzten Jahre: Traditionell ist der internationale Kesselkohlemarkt in zwei Hauptregionen gegliedert: das Atlantische Becken und das Pazifikbecken. Allerdings hat der starke Rückgang der Frachtraten, in Kombination mit rückläufiger europäischer, aber stark steigender asiatischer Nachfrage, Arbitrage lukrativer gemacht, was zu einer stärkeren Konvergenz der Preise geführt hat (vgl. Abb. 1). Obwohl

die Quellen der Kesselkohleimporte Europas und Chinas unterschiedlich sind, bewegen sich die Preise in diesen Regionen aufgrund der Vernetzung der Märkte ähnlich.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die schiefe Höhe des chinesischen Kesselkohleverbrauchs: China ist für ca. 53 % des weltweiten Kesselkohleverbrauchs sowie 50 % der weltweiten Kesselkohleproduktion verantwortlich und die chinesischen Einfuhren machen etwa 20 % des gesamten internationalen Kohlehandels aus. Daher hat jede Entwicklung auf dem chinesischen Inlandmarkt, die das Inlandsangebot, die Inlandsnachfrage und somit die Importe beeinflusst, potenziell eine starke Wirkung auf den Weltmarkt [4] – wie z. B. die zuvor genannte Arbeitstage-Regulierung im Jahr 2016.

Aufgrund der oben genannten Rücknahme von Produktionsrestriktionen in China gibt es nun, da die Heizsaison vorüber ist, Sorgen vor einem erneuten Überangebot am Kohlemarkt. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass die Nachfrage nach Kesselkohle vor allem in der Industrie weiterhin hoch ist, was kurz- bis mittelfristig zu einer Preisstabilisierung beitragen sollte. Eine Stabilisierung auf einem etwas niedrigeren Niveau wird auch durch den abfallenden Verlauf der Forward-Kurve angedeutet [5].

### Aktuelle Entwicklungen auf dem europäischen Gasmarkt

Die Gaspreisbildung geschieht auf regionalen Märkten, die Phasen der Divergenz und

der Konvergenz unterliegen. Im Großen und Ganzen lassen sich ein amerikanischer, ein europäischer und ein asiatischer Gasmarkt unterscheiden: Der nordamerikanische Markt ist weitgehend autark und der US-Preis basiert auf Gas-Gas-Wettbewerb am Henry Hub.

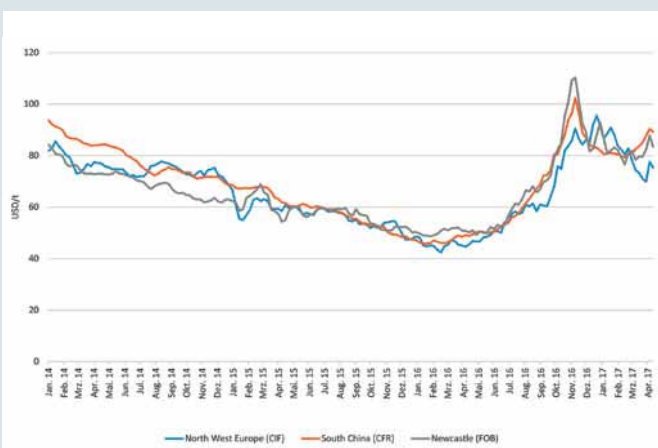
Am wichtigsten kontinentaleuropäischen Handelspunkt, der Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, basieren Preise ebenfalls auf einem Gas-Gas-Wettbewerb, werden aber auch durch Langfristlieferverträge (welche nach Spot- und Ölpreisindexierung bepreist sind) und durch Preisentwicklungen beim LNG beeinflusst. Im asiatischen Markt hingegen dominieren LNG-Langfristverträge, welche häufig noch auf den Ölpreis indexiert sind, wobei gleichzeitig aber auch kurzfristige LNG-Spotpreise eine wachsende Bedeutung erlangen.

Der Ausgangspunkt der Entwicklungen, die die internationalen Gasmärkte bis heute prägen, geht auf die Zeit kurz nach der internationalen Finanzkrise 2008 zurück. Die Krise führte zu einem starken Einbruch der Erdgaspreise, sowohl am Henry Hub in den USA, wie auch an der niederländischen TTF. Während die US-Erdgaspreise, beflügelt von der amerikanischen Schiefergasrevolution, weiterhin auf geringem Niveau verharrten, zogen die Preise in Europa seit 2010 trotz sinkender Nachfrage [6] kontinuierlich an. Zum einen ist dies auf den steigenden Ölpreis zurückzuführen, trotz der seit 2010 rückläufigen Ölpreisindexierung von Gas-Langfristverträgen. Zum anderen wirkte

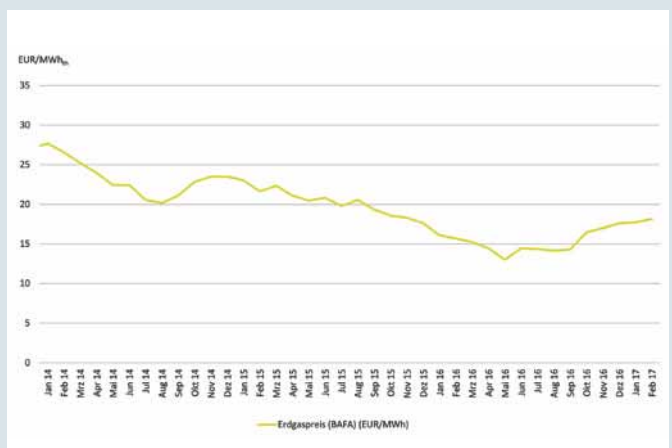
auch der erhöhte japanische LNG-Bedarf im Zuge der Abschaltung der dortigen Kernkraftwerke nach dem Reaktorunglück von Fukushima preistreibend. Wie auch an der historischen Entwicklung des deutschen Erdgas-Importpreis [7] zu sehen, wurde dieser Trend erst 2014 gebrochen (vgl. Abb. 2). Dafür gab es mehrere Gründe:

Erstens kam es Mitte 2014 zu einem deutlichen Preisverfall bei Erdöl. Da insbesondere die Erdgaslangzeitverträge der osteuropäischen Staaten mit Russland teilweise noch ölpreisindexiert sind, schlug der Preisrückgang beim Rohöl auch auf den kontinentaleuropäischen Erdgaspreis durch, wenn auch mit drei bis sechs Monaten Verzögerung. Zweitens wirkte das steigende LNG-Angebot im Weltmarkt mit einer schwächeren asiatischen Gasnachfrage preisdämpfend auf die LNG-Importpreise in Europa. Drittens war 2014 ein im Vergleich zum ganzjährigen Mittel außergewöhnlich warmes Jahr, was in einer im Vergleich zum Vorjahr deutlich geringeren Erdgasnachfrage resultierte. Auch 2015 sorgten der weiterhin fallende Ölpreis, sowie die anhaltend hohe US-Erdgasproduktion, für eine Fortsetzung des Trends fallender Gaspreise (vgl. Abb. 2).

2016 konnte auch ein Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage um 28 bcm gegenüber 2015 – was einer Verbrauchserhöhung von 6,5 % entspricht [8] – den Trend sinkender Preise zunächst nicht brechen. Allerdings zeigte sich im Vergleich zu den vorherigen Jahren ein ausgeprägter Sommer/Winter-Spread, hervorgerufen durch



**Abb. 1** Entwicklung ausgewählter Kesselkohle-Markerpreise seit Januar 2014  
Quelle: IHS Markit – McCloskey Coal Report [19]



**Abb. 2** Entwicklung des deutschen Erdgas-Importpreises seit Januar 2014  
Quelle: BAFA

steigende Gaspreise in Folge verschiedener angebots- und nachfrageseitiger Entwicklungen gegen Ende 2016:

Erstens war der Winter 2016/17 ein im Vergleich zum langjährigen Mittel eher kalter Winter. Zweitens stieg der Anteil von Gas an der Stromerzeugung merklich an, zum einen weil im Herbst einige französische Kernkraftwerke ausfielen, zum anderen weil Gas aufgrund der hohen Kohlepreise seine Position in der Merit Order verbesserte (vgl. nächster Abschnitt).

Drittens hat die niederländische Regierung aus Sorge um zunehmende, mit der Gasförderung verbundene seismische Aktivität, die Produktion des Groningen-Felds weiter eingeschränkt. Das Groningen-Feld ist das größte europäische Onshore-Gasfeld und zeichnet sich durch eine hohe Produktionsflexibilität aus, die zunehmend im Markt fehlt. Die maximal zulässige Produktionskapazität für 2016 lag bei 24 bcm und würde für 2017 auf 21,6 bcm pro Jahr weiter reduziert.

Zum Vergleich: 2013 lag sie noch bei 54 bcm pro Jahr [9]. Zusätzlich dazu hat der Ausfall des Erdgasspeichers Rough in Großbritannien, welcher etwa 70 % der britischen Speicherkapazität bereitstellt, dem Markt zusätzliche Flexibilität genommen. Der Rough-Speicher wird bis April 2018 kein weiteres Erdgas einspeichern können [10]. So ist auch über den Winter 2016/17 zu beobachtende leichte Anstieg des Erdgas-

preises (vgl. Abb. 2) als saisonale Schwankung erklärbar.

Abgesehen davon ist mittelfristig auch in Europa mit niedrigen Gaspreisen zu rechnen [11], eine Erwartungshaltung, die auch durch die flache Forward-Preiskurve reflektiert wird: So lag der Forward für Gas an der TTF für die Jahre 2018, 2019 und 2020 zu Handelsschluss am 3.5.2017 bei ca. 16,5 €/MWh [12].

Folgende Entwicklungen unterstützen diese Annahme: Zum einen wird der Markt auch weiterhin mit einem steigenden Angebot aus LNG konfrontiert werden. Neben zahlreichen Projekten für LNG-Exportterminals, insbesondere in den USA und Australien, hat kürzlich Katar (heute bereits größter LNG-Exporteur) angekündigt, das Moratorium zur Exploration/Entwicklung des North Fields aufzuheben. Hierdurch könnten zukünftig weitere kostengünstige 20 bcm p. a. an LNG-Exportkapazität am Markt verfügbar sein [13].

Zum anderen ist anzunehmen, dass die Einigung der europäischen Kommission mit Gazprom, russisches Erdgas in osteuropäischen Ländern zu wettbewerblieheren Preisen als in der Vergangenheit anzubieten [14], preisdämpfend wirkt. Des Weiteren rechnen verschiedene Untersuchungen in den nächsten Jahren mit einem sehr wettbewerbliehen Gasmarkt aufgrund der vorgenannten Entwicklungen (siehe z. B. [15]).

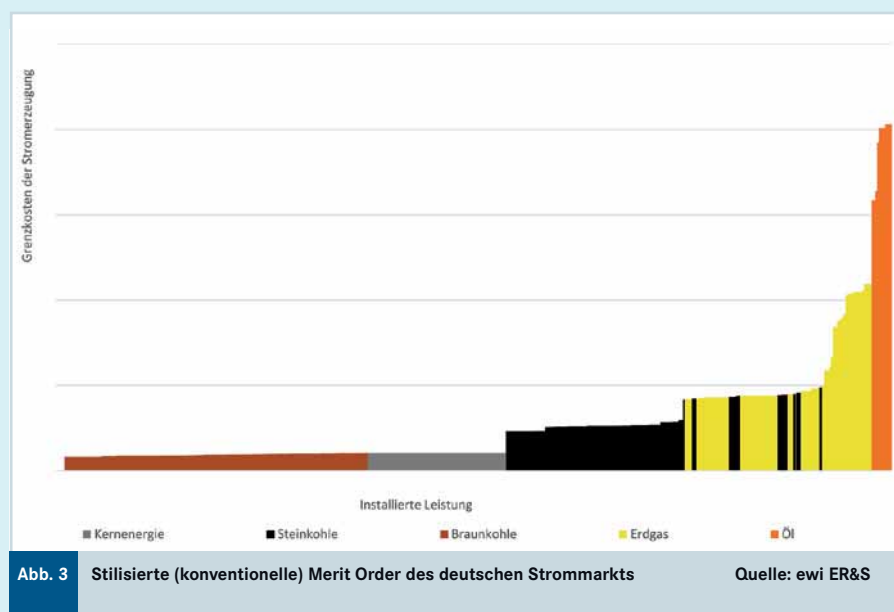
## Rückwirkungen auf die Merit Order im deutschen Strommarkt

Da Steinkohlekraftwerke sowie erdgasbeheizte Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerke weiterhin wichtige Stromerzeugungstechnologien im Grund- und Mittellastbereich des deutschen Stromsystems darstellen, sollen im Folgenden die Auswirkungen der jüngsten Preisbewegungen auf den Gas- und Kohlemärkten auf den Gas-Kohle-Spread im deutschen Strommarkt näher beleuchtet werden.

In der sich an den Grenzkosten der Stromerzeugung orientierenden Merit Order des Strommarkts stehen Steinkohle und GuD-Kraftwerke in der Regel nebeneinander und somit in direkter Konkurrenz zueinander (vgl. Abb. 3).

Da die Grenzkosten der Stromerzeugung dieser Kraftwerkstypen im Großen und Ganzen von den Preisen der Brennstoffe sowie etwaiger Verschmutzungsrechte für CO<sub>2</sub> bestimmt werden, spielen das Verhältnis von Kesselkohle- und Erdgaspreis sowie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis eine entscheidende Rolle. Zu einem Fuel Switch kommt es, wenn durch eine Veränderung des Erdgas-, Kesselkohle und/oder des CO<sub>2</sub>-Preises die marginalen Erzeugungskosten einer bestimmten Kraftwerkstechnologie unter die der Konkurrenztechnologie fallen und diese damit gleichsam aus ihrer ursprünglichen Position in der Merit Order verdrängt. Da am Strommarkt sowohl Kohle- als auch GuD-Kraftwerke mit unterschiedlichen Wirkungsgraden und somit unterschiedlichen Grenzkosten der Stromerzeugung partizipieren, gibt es ein Kontinuum an Kombinationen aus Kesselkohle-, Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Preisen, welche einen Fuel Switch zwischen Steinkohle- und GuD-Kraftwerken mit unterschiedlichen Wirkungsgraden hervorrufen.

Während sowohl der Kesselkohle- als auch der Gaspreis von Anfang 2014 bis Ende 2015 nahezu kontinuierlich gefallen sind, ist der EU-ETS CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis von 5,6 €/t im Januar 2014 auf 8,7 €/t im November 2015 angestiegen. Dem starken Preisanstieg der Kesselkohle ab Mitte 2016 steht ein rückläufiger CO<sub>2</sub>-Preis entgegen (5,2 €/t im Februar 2017) während der Gaspreis ab Mitte 2016 saisonal bedingt nur leicht angestiegen ist.



In Folge dieser gegenläufigen Preisbewegungen hat sich der Gas-Kohle-Spread seit Januar 2014 kontinuierlich verkleinert. Trotz fallender Kohlepreise blieben die marginalen Erzeugungskosten der Kohlekraftwerke bis Ende 2015 aufgrund des leicht steigenden CO<sub>2</sub>-Preises relativ stabil, während die marginalen Kosten der weniger emissionsintensiven GuD-Kraftwerke im Einklang mit dem Gaspreis sanken (vgl. Abb. 4). In der Folge ermöglichte der starke Kohlepreisanstieg ab Mitte 2016 einen Fuel Switch von Kohle zu Gas, bei dem zuerst ältere, weniger effiziente Kohlekraftwerke in der Merit Order hinter GuD-Kraftwerke fielen. Im Dezember 2016 waren temporär sogar hocheffiziente Kohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von bis zu 45 % kostenmäßig gegenüber modernen GuD-Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 60 % im Nachteil.

Der oben skizzierte Fuel Switch schlägt sich auch in den monatlichen Erzeugungszahlen ab Juli 2016 nieder. In jedem folgenden Monat wurde mehr Strom in Gaskraftwerken erzeugt als im Durchschnitt der Jahre 2012-2016. Besonders sticht der Januar 2017 hervor: In diesem Monat stieg – auch aufgrund einer längeren Wind/Dunkelflaute zur Monatsmitte [16] – die Erzeugung von Strom aus Erdgas um 31 % gegenüber dem Durchschnitt der letzten vier Jahre an [17].

Abb. 5 verdeutlicht die Bedeutung des CO<sub>2</sub>-Preises als Komponente der marginalen Erzeugungskosten von Kohle- und Gaskraftwerken. Sie zeigt den CO<sub>2</sub>-Preis, der hätte angesetzt werden müssen, um bei der in den letzten Jahren aufgetretenen Kombination von Kesselkohle- und Erdgaspreisen einen Fuel Switch von Kohle zu Gas zu bewirken. Die Abbildung zeigt, dass moderne GuD-Kraftwerke bei einer Kombination aus hohen Kohlepreisen und relativ niedrigen Erdgaspreisen auch ohne CO<sub>2</sub>-Preissignal wettbewerbsfähig sein können. Bei niedrigeren Kohlepreisen allerdings, wie sie der Forward für die nächsten Jahre andeutet, wäre für einen dauerhaften Fuel Switch von Steinkohle zu Erdgas ein stärkeres CO<sub>2</sub>-Preissignal notwendig. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis könnte das Resultat einer zukünftigen Reform des EU-ETS oder aber eines politisch motivierten Eingriffs wie der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises sein [18].

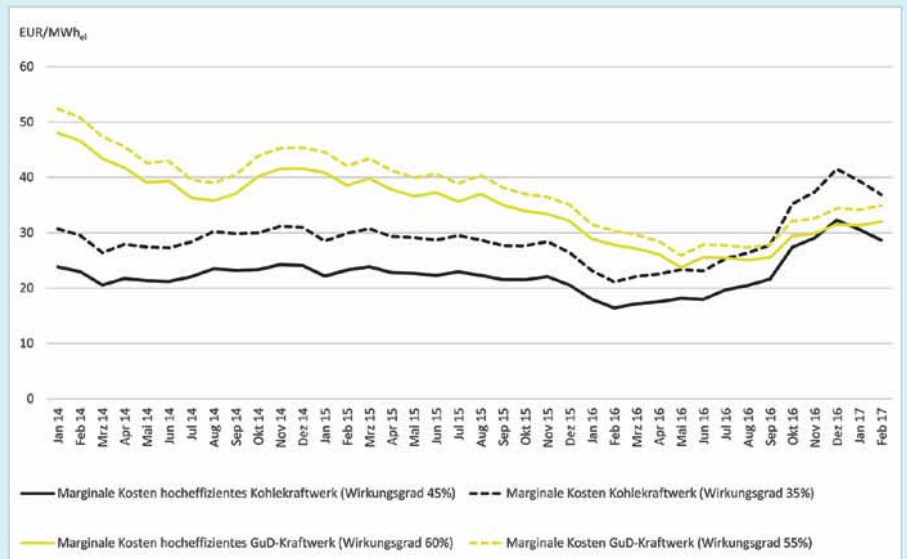


Abb. 4 Grenzkosten der Stromerzeugung (exkl. variable O&M-Kosten)

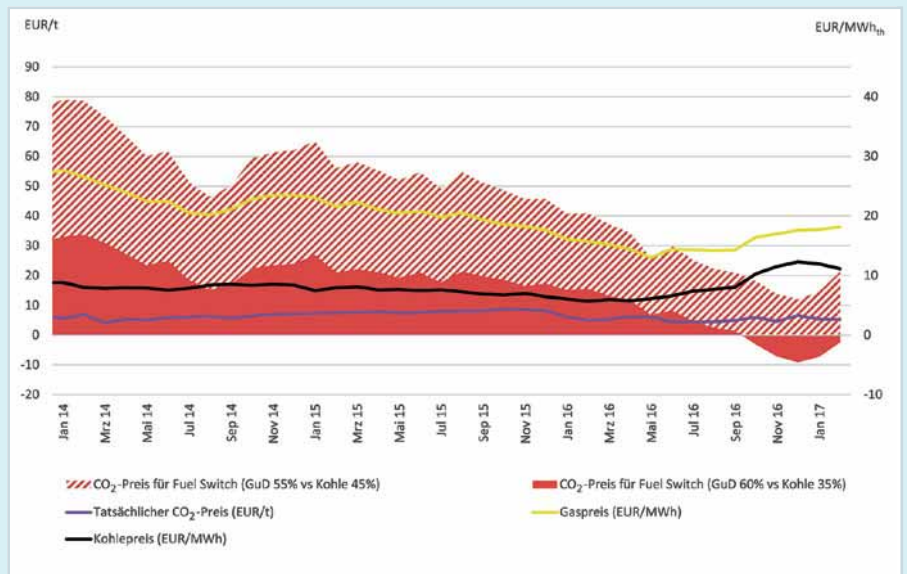


Abb. 5 Hypothetisches CO<sub>2</sub>-Preisniveau, welches zum Fuel Switch führt

### Fazit und Ausblick

Sinkende Preise beim Gas stehen seit Mitte 2016 stark gestiegenen und volatilen Preisen für Kesselkohle gegenüber. Während der Gaspreisverfall in Europa u. a. durch ein weniger stark antizipiertes Nachfragewachstum, das erwartet hohe Angebot an LNG und die zunehmende Wettbewerbsintensität im europäischen Gasmarkt erklärt werden kann, sind für den starken Anstieg und die Volatilität der Kesselkohlepreise vor allem politische Eingriffe in China verantwortlich, was die Bedeutung des Landes

für den internationalen Kohlemarkt unterstreicht.

Im deutschen Stromsektor hat diese Entwicklung einen teilweisen Fuel Switch von Kohle zu Gas ermöglicht, was sich Ende 2016 und Anfang 2017 auch in einer deutlichen Steigerung der Erzeugungsmengen der deutschen Gaskraftwerke niederschlug.

Wahrscheinlich ist diese Entwicklung jedoch eher temporärer Natur: Während auch kurz- bis mittelfristig nach heutigem Stand nicht von steigenden Gaspreisen in Europa aus-

zugehen ist, rechnen Analysten im Kesselkohlemarkt mit einer Preisstabilisierung auf niedrigerem Niveau als jüngst beobachtet. Im Zuge dieser Entwicklungen wäre, sollte der CO<sub>2</sub>-Preis auf niedrigem Niveau bleiben, wohl kein dauerhafter Fuel Switch von Kohle zu Gas in den nächsten Jahren zu erwarten. Eine Reform des EU-ETS, wie aktuell in Brüssel diskutiert, z. B. durch eine Marktstabilitätsreserve oder einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis könnte dagegen einen deutlichen Switch von Kohle zu Gas in Stromerzeugung bewirken.

## Anmerkungen

- [1] International Energy Agency: Medium Term Coal Market Report 2016. Paris 2016.
- [2] International Energy Agency: Medium Term Coal Market Report 2016. Paris 2016.
- [3] Caixin Global: Coal Production Controls Not on Horizon, China Says. Peking 2017. Artikel vom 17.3.2017. Abrufbar unter: <http://www.caixinglobal.com/2017-03-17/101067290.html>
- [4] International Energy Agency: Medium Term Coal Market Report 2016. Paris 2016.
- [5] CME Group: Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures Quotes. Chicago 2017. Zugriff am 4.5.2017. Abrufbar unter: <http://www.cmegroup.com/trading/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>
- [6] International Energy Agency: Medium Term Gas Market Report 2016. Paris 2016.
- [7] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangpreise ab 1991. Eschborn 2017. Zugriff am 4.5.2017. Abrufbar unter: [http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html)
- [8] Eurogas: More gas use in 2015 and 2016 makes CO<sub>2</sub> emissions tumble. Pressemitteilung vom 10.4.2017. Brüssel 2017. Abrufbar unter: [http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_press\\_release\\_-\\_More\\_gas\\_use\\_in\\_2015\\_and\\_2016\\_makes\\_CO2\\_emissions\\_tumble.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_press_release_-_More_gas_use_in_2015_and_2016_makes_CO2_emissions_tumble.pdf)
- [9] ICIS: Dutch government plans 10 % cut to Groningen gas production. London 2017. Artikel vom 18.4.2017. Abrufbar unter: <https://www.icis.com/resources/news/2017/04/18/10098327/dutch-government-plans-10-cut-to-groningen-gas-production/>
- [10] Reuters: UK's Rough gas storage site closed for injection until April 2018. London 2017. Artikel vom 13.4.2017. Abrufbar unter: <http://uk.reuters.com/article/uk-britain-gas-rough-idUKKBN17E13Y?il=0>
- [11] Vgl. z. B. Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS): Fossil Fuel Price Assumptions 2016. London 2017. Zugriff am 4.5.2017. Abrufbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/fossil-fuel-price-assumptions-2016>
- [12] TradeNews Energy. Ausgabe vom 4.5.2017.
- [13] Rogers, H.: The Forthcoming LNG Supply Wave: A Case of 'Crying Wolf'? Oxford Energy. Energy Insights 4/2017. Abrufbar unter: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/02/The-Forthcoming-LNG-Supply-Wave-OIES-Energy-Insight.pdf>
- [14] Europäische Kommission: Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets. Brüssel 2017. Pressemitteilung vom 13.3.2017. Abrufbar unter: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-17-555\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-555_en.htm)
- [15] Hecking et al.: Options for Gas Supply Diversification for the EU and Germany in the next Two Decades. Final Report by ewi ER&S / EUCERS for the Federal Foreign Office. Köln 2016. Abrufbar unter: <http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2016/10/Options-for-Gas-Supply-Diversification.pdf>
- [16] TradeNews Energy. Ausgabe vom 4.5.2017.
- [17] BDEW: Monatliche Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland im Vergleich zum Vorjahresdurchschnitt. Stand 03/2017. Berlin 2017. Zugriff am 4.5.2017. Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/381ED45F30079F1EC125809100520D74/\\$file/Stromerzeugung%20aus%20Erdgas%20Vergleich%20Vorjahr%20monatlich%20online\\_o\\_quartalsweise\\_Ki\\_17032017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/381ED45F30079F1EC125809100520D74/$file/Stromerzeugung%20aus%20Erdgas%20Vergleich%20Vorjahr%20monatlich%20online_o_quartalsweise_Ki_17032017.pdf)
- [18] Vgl. dazu Hecking, H./Krusse, J./Obermüller, F.: Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO<sub>2</sub> – Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten. Köln 2017. Abrufbar unter: <http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/01/Analyse-eines-EUweiten-Mindestpreises-f%C3%BCr-CO2.pdf>
- [19] IHS Markit – McCloskey Coal Report. Die Nutzung dieser Inhalte wurde im Voraus genehmigt. Jede Weiterverwendung oder Weiterverbreitung dieser Inhalte ist ohne schriftliche Genehmigung durch IHS Markit streng verboten. Alle Rechte vorbehalten.

*Dr. H. Hecking, Geschäftsführer, E. Cam, Research Associate, M. Schönfisch, Research Associate, S. Schulte, Research Associate, ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln  
max.schoenfisch@ewi.research-scenarios.de*

## Studie: Die Zukunft der Energie: Was Verbraucher wirklich wollen

Die Kunden haben großes Vertrauen zu ihren Energieversorgern. Dies ist ein zentrales Ergebnis der aktuellen Studie „Die Zukunft der Energie: Was Verbraucher wirklich wollen“ der Unternehmensberatung AXCON, für die 1.000 Verbraucher zu ihren Wünschen befragt wurden.

So wären drei Viertel der deutschen Stromkunden bereit, ihre persönlichen Verbrauchsdaten zur Erfassung eines Nutzerprofils zur Verfügung zu stellen, wenn sie dadurch im Gegenzug Kosten sparen können. Insgesamt stehen sie ihrem Versorger positiv gegenüber. 91 % antworteten bei dem Punkt „Er bietet mir, was ich brauche“ mindestens mit „eher“. Bei „würde ich weiterempfehlen“ taten dies 87 %.

Je größer der Haushalt ist, desto höher ist auch die Bereitschaft, für intelligente Stromtarife und Einsparungen detaillierte Nutzerprofile erstellen

zu lassen. Mehr als drei Viertel der Stromkunden würden laut der Studie auch selbst ihr Verbrauchsverhalten anpassen, wenn es zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Tarife geben würde. Auch auf dem Gebiet des intelligenten Zuhauses sehen die Kunden ihren Energieversorger als potenziellen Anbieter und würden ihm sogar besonders kritische Bereiche anvertrauen. So können sich 57 % der Befragten vorstellen, Sicherheitsdienstleistungen bei seinem Energieversorger zu beauftragen. 74 % würden – unabhängig vom aktuellen Bedarf – in Betracht ziehen, einen Notfallrufknopf für Senioren von ihrem Energieversorger in Anspruch zu nehmen.

Für die Studie „Die Zukunft der Energie: Was die Verbraucher wirklich wollen“ der Unternehmensberatung AXCON wurden 1.000 Verbraucher ab 18 Jahre online befragt. Durchgeführt wurde die Umfrage im Februar 2017.

## Nationale THG-Ziele erfordern eine nationale Bilanzierung

*Deutschland hat sich auf verschiedenen Ebenen zu einer Minderung von Treibhausgasemissionen verpflichtet. Es besteht ein komplexes, zum Teil widersprüchliches Gebilde aus globalen, europäischen, nationalen und sogar regionalen Zielen. Was es jetzt braucht, ist Konsistenz und Klarheit innerhalb dieses Ziele- und Maßnahmenkonstrukts zu schaffen.*

Im Rahmen der Verlängerung des Kyoto-Protokolls haben sich die Annex-B-Staaten dazu verpflichtet, ihre Emissionen im Zeitraum von 2013 bis 2020 um insgesamt 18 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Mit den Emittenten, die sich an das Kyoto-Protokoll gebunden haben, werden rund 12 % der weltweiten Emissionen abgedeckt. Die Europäische Union hat eine Verringerung ihrer Emissionen um 20 % zugesagt. Individuelle Ziele für die einzelnen EU-Mitgliedstaaten wurden nicht festgelegt. Lediglich für die Sektoren, die ihre Emissionen nicht gemeinschaftlich über das Europäische Emissionshandelsystem (EU-ETS) senken, wurde eine Lastenteilung (Effort-Sharing) mit nationalen Vorgaben vereinbart.

### Rein nationaler Minderungsansatz sorgt für Abgrenzungsschwierigkeiten

Obwohl Deutschland in diese Verpflichtungen eingebunden ist und landesspezifische Ziele von der Gemeinschaft für nicht zweckmäßig befunden wurden, hat Deutschland sich selbst auferlegt, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu mindern. Noch dazu verfolgt Deutschland dabei einen auf das eigene Territorium beschränkten Ansatz.

Weil nun aber der deutsche Energie- und Industriesektor integraler Bestandteil des Europäischen Emissionshandels ist, ergeben sich bei einem rein nationalen Ansatz Schwierigkeiten der Abgrenzung und ungewollte Rückwirkungen auf das System, sobald für diese Sektoren zusätzliche Ziele und Maßnahmen anvisiert werden. Es entspricht nicht der Logik des EU-ETS, dass die deutsche Energieversorgung und die Industrie stärker belastet werden und sich einer Doppelregulierung unterziehen müssen. Denn innerhalb eines solchen Systems bedeutet das, dass die ETS-Sektoren anderer Länder dadurch entlastet würden.

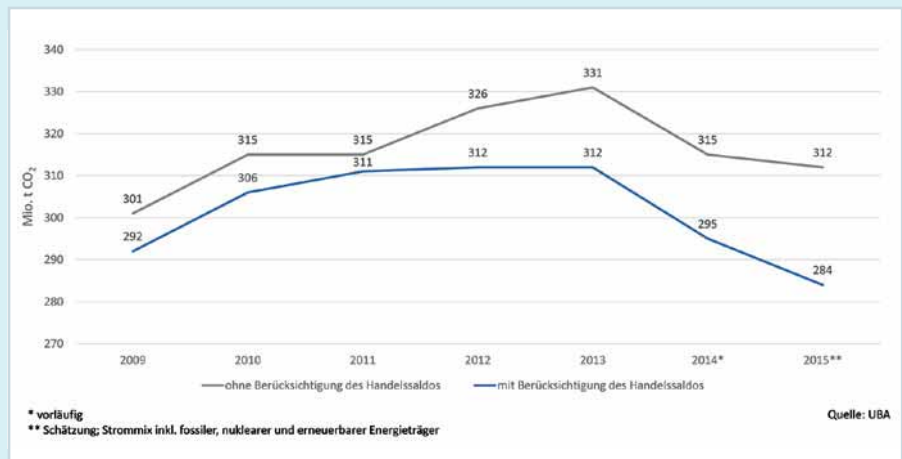


Abb. Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Strommix 2009-2015

### Stromhandelssaldo berücksichtigen

Konsequenterweise müssten bei einem ausschließlich nationalen Ansatz bezogen auf die Zielerfüllung auch nationale Maßstäbe bei der Bilanzierung zugrunde gelegt werden. Für den Bereich Stromerzeugung bspw. hieße das, dass die „nationale CO<sub>2</sub>-Bilanz“ um den Stromaußenhandel zu bereinigen wäre, sodass lediglich die Emissionen des im Inland verbrauchten Stroms abgebildet werden.

Der Einfluss des Stromhandelssaldos wird durch Zahlen, die das Umweltbundesamt (UBA) gem. internationaler Berichtspflichten veröffentlicht, verdeutlicht [1]. 2015 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland bei 312 Mio. t, unter Berücksichtigung des Handelssaldos waren es 28 Mio. t weniger (siehe Abb).

Die Stromflüsse aus dem Ausland lagen in den Jahren 2009 bis 2015 auf relativ konstantem Niveau, während die Stromexporte signifikant angestiegen sind. Mit den steigenden Austauschmengen nimmt auch die Bedeutung zu, den Stromaustauschsaldo bei der Bilanzierung der Emissionen zu berücksichtigen.

Da aber bei der Erfüllung nationaler Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien so getan wird, als ob der EE-Strom vollständig im Inland verbraucht würde [2], obwohl die EU auch hier einen europaweiten Standort- und Technologiewettbewerb fordert, müsste der Stromaustausch streng genommen mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des Strommix bewertet werden, der sich ausschließlich auf fossile Energieträger und Kernenergie bezieht. Die Daten des UBA basieren jedoch auf dem Strommix einschließlich Erneuerbarer. Unter Zugrundelegung des konventionellen Strommix wäre die Differenz zwischen den Werten mit und ohne Berücksichtigung des Stromaustauschsaldo noch deutlicher.

### Nationale Emissionsziele in Einklang mit den europäischen Zielen zu bringen

In einer vom UBA in Auftrag gegebenen Studie wurde von den Gutachtern des Öko-Instituts angemerkt, dass „europäische und nationale Minderungsziele in Summe recht nahe beieinanderliegen, es aber große Unterschiede bei der Verteilung der Emissionsminderung auf die Sektoren gibt“ [3]. Das gibt Anlass zu hinterfragen, ob zusätzliche nati-

onale Ziele und strikte Erfüllungsansprüche, insbesondere bezogen auf EU-ETS-Sektoren, überhaupt einen Mehrwert haben. Grundsätzlich wäre es zweckdienlich, nationale Ziele in Einklang mit den europäischen Zielen zu bringen. Eine sinnvolle Maßnahme wäre, bspw. das ETS zu stärken und idealerweise auf weitere Sektoren und Nationen auszuweiten, um auf internationaler Ebene vergleichbare Bedingungen zu schaffen.

### Anmerkungen

[1] Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau Juni 2016.

[2] So wurden im Energiekonzept Zielanteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch festgelegt.

[3] Öko-Institut: Ansätze zur Bewertung und Darstellung der nationalen Emissionsentwicklung unter Berücksichtigung des EU-ETS. Studie im Auftrag des UBA, Freiburg März 2017.

„et“-Redaktion

### Chancen der Sektorkopplung nutzen

Der BDEW hat am 5.5.2017 sein neues Positionspapier „Zehn Thesen zur Sektorkopplung“ veröffentlicht. Darin fordert der Verband einen fairen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieträgern und Technologien, um möglichst effiziente Lösungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion zu erreichen.

Aus BDEW-Sicht spielen bei der Sektorkopplung die Gas- und die Wärmenetzinfrastruktur eine besondere Rolle. Mit Blick auf die unterschiedliche Kostenbelastung der verschiedenen Energieträger fordert der BDEW, die Stromsteuer auf das in der EU-Energiesteuerrichtlinie vorgesehene Minimum abzusenken. Darüber hinaus sollte die „Besondere Ausgleichsregelung“ im EEG steuerfinanziert werden, da es sich dabei vornehmlich um eine industriepolitische Maßnahme handelt.

Richtig umgesetzt biete die Sektorkopplung zudem Möglichkeiten, um die stark schwankende Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen mit der Stromnachfrage in Einklang zu bringen. Um diese zusätzlichen Flexibilitätsoptionen nutzen zu können, müssten jedoch regulatorische Hemmnisse, beispielsweise im Bereich Energiespeicher, die der Verzahnung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen im Wege stehen, abgebaut werden.

Das BDEW-Positionspapier steht hier zum Download zur Verfügung:  
[bit.ly/ET-bdew-positionspapier](http://bit.ly/ET-bdew-positionspapier)



➔ [www.gat-wat.de](http://www.gat-wat.de)

# Der DVGW-Branchentreff mit großer Technikmesse!

28. – 30. November 2017  
 Kölnmesse

### Themen 2017:

- ➔ Gas und Erneuerbare
- ➔ Sektorenkopplung
- ➔ Forum Leitungsbau & -auskunft
- ➔ u.v.m.

Mehr Infos auf: [gat-wat.de](http://gat-wat.de)

