

Folgen des deutschen Kernkraft- ausstiegs auf die Preise für CO₂-Zertifikate und für Strom

Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse des im Auftrag des BDI erstellten Gutachtens »Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke«

Ansprechpartner:

Ben Schlemmermeier
Geschäftsführer
ben.schlemmermeier@lbd.de
Tel.: +49(0)30.617 85 311

Ralph Klebsch
Prokurist
ralph.klebsch@lbd.de
Tel.: +49(0)30.617 85 342

Carsten Diermann
Unternehmensberater
carsten.diermann@lbd.de
Tel.: +49(0)30.617 85 363

Adresse:

LBD-Beratungsgesellschaft mbH
Stralauer Platz 34
EnergieForum
(D) 10243 Berlin
Tel.: +49(0)30.617 85 310
Fax: +49(0)30.617 85 330
www.lbd.de

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Auftrag	4
2 Zusammenfassung	4
3 Methodik der Plausibilitätsprüfung	7
3.1 Ergebnis des im Auftrag des BDI erstellten Gutachtens	7
3.2 Ziel der Plausibilitätsprüfung.....	7
3.3 Datenbasis und Randbedingungen zum europäischen Kraftwerkspark	8
3.4 Räumliche Marktabgrenzung aufgrund von begrenzten Transportkapazitäten zwischen den Nationalstaaten in Europa.....	9
3.5 Marktmodell zur Bildung von Preisen für CO ₂ -Zertifikate (EUA).....	9
3.6 Marktmodell zur Bildung von Strompreisen in Europa	12
4 Folgen des Kernkraftausstiegs auf den Preis für EUA	13
5 Folgen des Kernkraftausstiegs auf den Preis für Strom	15
6 Preisänderungen am Stromgroßhandelsmarkt als Beurteilungsmaßstab für einen Strompreisanstieg	17
7 Ergebnis	18

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Wirkungsgrad verdrängter Steinkohlekraftwerke und CO ₂ -Preis.....	11
Abbildung 2: Merit Order der EU27, CH und N ohne und mit deutschem Kernenergieausstieg.....	14
Abbildung 3: Merit Order in den Szenarien des deutschen Kernenergieausstiegs.....	15
Abbildung 4: Merit Order im Kernbereich Kontinentaleuropa mit Ersatz durch GuD-Kraftwerke.....	16

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Kriterien der Kraftwerksclusterung	8
Tabelle 2: Preisniveau Phelix base (Tagesmittelwerte) und Preisänderungen zum Vortag (Quelle: EEX, LBD-Analysen).....	17

1 Auftrag

Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) hat ein Gutachten zu den Folgen des deutschen Kernkraftausstiegs auf die Höhe des Strompreises vorgelegt. Die Gutachter kommen zu dem Schluss, dass im Falle des gesetzlichen Kernkraftausstiegs gegenüber einer Verlängerung der Laufzeiten für deutsche Kernkraftwerke die Strompreise für Haushalte um rund 144 Euro/a steigen würden.

Die LichtBlick AG hat die LBD-Beratungsgesellschaft mbH mit der Prüfung der Plausibilität der

- durch die Gutachter prognostizierten Preise für CO₂-Zertifikate (EUA) und für Strom
- durch den BDI aus den Ergebnissen der Gutachter gezogene Schlussfolgerungen

beauftragt.

Die LBD-Beratungsgesellschaft mbH (LBD) ist eine inhabergeführte, unabhängige Unternehmensberatung, 1988 in Berlin gegründet, mit rund 40 Mitarbeitern. Als Spezialist im Energiemarkt beraten wir in allen Segmenten der Wertschöpfung, von der Öl- und Gasproduktion bis zu Mehrwertdienstleistungen für Endkunden.

2 Zusammenfassung

Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) hat ein Gutachten zu den Folgen des deutschen Kernkraftausstiegs auf die Höhe des Strompreises vorgelegt: »Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke«. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass die »Großhandelspreise für Strom um 25% [...] gedämpft werden. Der BDI zieht daraus als wesentliche Schlussfolgerung, dass: »private Haushalte mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr [...] eine Entlastung von 144 Euro pro Jahr« erfahren.¹

Die LBD kommt auf Basis ihrer quantitativen Analysen in Bezug auf den von den Gutachtern prognostizierten Preise für CO₂-Zertifikate (EUA) und für Strom zu folgendem Ergebnis:

¹ Quelle: Kurzfassung Studie »Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke«

- Das Ergebnis des BDI-Gutachtens ist nicht plausibel. Das Gutachten führt zu einer stark überhöhten CO₂-Preisprognose mit der Folge einer überhöhten Prognose für den Strompreis.
- Der Kraftwerkspark im Kernbereich Kontinentaleuropa umfasst Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 282.000 MW. Davon sind ca. 36% Kernkraft, 21% Erdgas, 24% Steinkohle, 13% Braunkohle und 5% Öl. Der Kapazitätsanteil deutscher Kernkraftwerke in diesem räumlichen Marktsegment beträgt 21.500 MW (bzw. 7,6%).
- Der Kraftwerkspark im gesamten europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) umfasst ca. 600.000 MW Kraftwerksleistung. Diese Leistungen teilen sich nach Brennstoffen auf in 24% Kernkraft, 33% Erdgas, 23% Steinkohle, 9% Braunkohle, 10% Öl. Der Kapazitätsanteil deutscher Kernkraftwerke in diesem räumlichen Marktsegment beträgt 3,6%.
- Die europäischen CO₂-Zertifikate (EUA) werden in einem einheitlichen Binnenmarkt gehandelt. Es gibt hier keine räumlich getrennten europäischen Teilmärkte.
- Durch den deutschen Kernkraftausstieg wird der europäische CO₂-Preis (Gesamtmarkt EU27) nicht signifikant steigen. Auf Basis des Preisniveaus für Strom, Erdgas, Steinkohle und Währungswechselkursen des Jahres 2009 ist in Bezug auf den europäischen Kraftwerkspark durch den Kernkraftausstieg ein Anstieg für EUA um rund 4 Euro/t zu erwarten.
- Durch den deutschen Kernkraftausstieg ist im Kernbereich Kontinentaleuropas (DE, FR, BE, NL, LU, CH, PL, CZ, AT) ein Preisanstieg von rund 3 Euro/MWh, d.h. rund 9–12 Euro/Haushalt/Jahr zu erwarten (Basis Preise 2009). Dieser Betrag ist erheblich niedriger als die tägliche Preisschwankung an den Großhandelsmärkten und ist deshalb nicht signifikant.
- Die Strompreise an den Großhandelsmärkten schwanken täglich. Für das Jahr 2009 war an der EEX der niedrigste Strompreis -35,57 Euro/MWh und der höchste 86,36 Euro/MWh (Phelix base, Tagesmittelwerte Spotmarkt). Die größte Preisänderung gegenüber dem Vortrag betrug 64,08 Euro/MWh. Die Standardabweichung der Preisänderung zum Vortrag war 10,07 Euro/MWh und damit rund dreimal höher als der abgeschätzte Strompreisanstieg im Fall eines deutschen Kernkraftausstiegs.
- Für die Strompreisbildung ist die Wettbewerbsintensität von höherer Bedeutung als die Struktur des Kraftwerksparks, also eine Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten oder ein Ersatz von Kernkraft durch andere Kraftwerkstechnologien.

- Die europäischen Klimaschutzziele können auch bei einem deutschen Kernkraftausstieg erreicht werden, wenn die Kernkraftwerke und zusätzlich rund 14.000 MW alte Steinkohlekraftwerke jeweils durch hocheffiziente Erdgas-GuD-Kraftwerke ersetzt werden. Der Ersatz der Steinkohlekraftwerke muss nicht innerhalb des deutschen Marktes, sondern innerhalb der Länder des europäischen Emissionshandelssystems (EU27+CH+N) erfolgen.
- Das europäische Treibhausgas-Handelssystem (EU-ETS) setzt die nötigen ökonomischen Anreize, dass Erdgas-GuD-Kraftwerke gegenüber Steinkohlekraftwerken bevorzugt errichtet und bevorzugt eingesetzt werden.
- Eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke hat zur Folge, dass ältere Steinkohlekraftwerke mit einem um rund 2,5% schlechteren Wirkungsgrad länger am Netz bleiben. Denn im Fall des Kernkraftausstiegs müssen Erdgas-GuD-Kraftwerke in einem höheren Maß alte Steinkohlekraftwerke verdrängen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können.
- Das BDI-Gutachten schätzt im Fall des Kernkraftausstiegs den Nachteil aufgrund höherer Strompreise von 144 Euro/Haushalt/a. Tatsächlich ist von einem Nachteil von 9–12 Euro/Haushalt/a auszugehen. Dieser Betrag ist nicht signifikant und erheblich niedriger als die täglichen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke würde die Marktmacht der vier größten deutschen Kraftwerksbetreiber stärken, mit der Folge geringerer Wettbewerbsintensität. Die Kostennachteile für den Verbraucher aufgrund von weniger Wettbewerb im Erzeugungssektor im Fall der Laufzeitverlängerung können wesentlich höher sein als der Kostennachteil aufgrund des nicht signifikanten Kostennachteils des Kernkraftausstieges.

3 Methodik der Plausibilitätsprüfung

3.1 Ergebnis des im Auftrag des BDI erstellten Gutachtens

Die Studie »Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke« kommt zu folgenden wesentlichen Ergebnissen²:

- »Eine Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre führt zu einer CO₂-Preisreduktion um bis zu 11%. Da der Kernenergieausstieg bei einer KKW-Laufzeit von 40 Jahren bereits bis zum Jahr 2030 vollzogen ist, nähern sich zu diesem Zeitpunkt die CO₂-Preise denjenigen des Ausstiegsszenarios an. Der CO₂-preisdämpfende Effekt verstärkt sich deutlich im Falle einer KKW-Laufzeit von 60 Jahren, so dass der CO₂-Preis um rund 22% im Jahre 2020 und 30% in 2030 sinkt.«
- »Noch deutlicher ist die Reduktion der Strompreise im Falle einer Verlängerung der Laufzeiten auf 60 Jahre. In diesem Szenario liegen die Großhandelspreise dauerhaft unter 70 EUR₂₀₀₉/MWh, die Preisdifferenz zum Ausstiegsszenario beträgt 2020 22% und steigt bis 2030 auf 25%. Beispielhaft umgerechnet auf einen durchschnittlichen 3-Personen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh ergibt sich bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre allein durch den Strompreiseffekt eine Einsparung von bis zu 144 € (oder 16%) in 2030.«

3.2 Ziel der Plausibilitätsprüfung

Ziel des Kurzgutachtens ist es, zu überprüfen, ob die Feststellungen des BDI-Gutachters plausibel sind.

Maßstab der Plausibilitätsprüfung ist eine quantitative Analyse des Kraftwerksparks im relevanten räumlichen Markt. Das Ergebnis dieser Analyse ist mit den Ergebnissen und Schlussfolgerungen des BDI zu vergleichen.

Die Analyse soll folgende Fragen beantworten:

- Ist durch den Kernkraftausstieg in Deutschland ein signifikanter CO₂-Preisanstieg zu erwarten?
- Ist durch den Kernkraftausstieg in Deutschland ein signifikanter Strompreisanstieg zu erwarten?

² Quelle: Studie »Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke«

- Können die Klimaschutzziele in Europa auch bei einem Kernkraftausstieg in Deutschland erreicht werden?

3.3 Datenbasis und Randbedingungen zum europäischen Kraftwerkspark

Grundlage der Plausibilitätsprüfung ist die Platts-Kraftwerksdatenbank »World Electric Power Plants« für die Region Europa. Diese enthält im Stand Dezember 2009 insgesamt 44.621 Datensätze. Darin sind sowohl konventionelle Kraftwerke, als auch regenerative Energien enthalten. Die Datenbank bietet unter anderem die Möglichkeit, Kraftwerke nach Brennstoff, Technologie, Region, Land und Jahr der Inbetriebnahme zu analysieren. Dies ermöglicht eine Abbildung des fossilen Kraftwerksparks für verschiedene Regionen. Für die Untersuchungen wurden in Bau oder in Betrieb befindliche Kraftwerke im europäischen Treibhausgas-Handelssystem (EU-ETS) sowie im enger gefassten Kernbereich Kontinentaleuropa berücksichtigt.

Untersuchungsregion	Altersstruktur	Brennstoff	Technologie
<ul style="list-style-type: none"> • Kernbereich Kontinentaleuropa (DE, FR, BE, NL, LU, CH, AT, CZ, PL) • EU 27 + CH + N 	<ul style="list-style-type: none"> • Jahr der Inbetriebnahme (IBN) 	<ul style="list-style-type: none"> • Uran • Steinkohle • Braunkohle • Erdgas • Öl 	<ul style="list-style-type: none"> • Dampfkraftwerke • Gasturbinen • GuD

Tabelle 1: Kriterien der Kraftwerksclusterung

Die Datenbasis wird ergänzt durch Annahmen der LBD hinsichtlich Lebensdauer und Wirkungsgraden.

Randbedingungen des Ausstiegsszenarios

Der deutsche Kernkraftausstieg bedeutet eine Reduzierung der in der Merit Order installierten Kernkraft-Leistung um ca. 21.500 MW.

Wir unterstellen im Ausstiegsszenario den Ersatz der Kernkraft durch die effizienteste fossile Kraftwerkstechnologie, d.h. Erdgas-GuD-Kraftwerke. Um die gegenüber der Kernkraftverstromung zuwachsenden Emissionen der Erdgasverstromung auszugleichen, werden zusätzlich alte Steinkohlekraftwerke stillgelegt.

3.4 Räumliche Marktabgrenzung aufgrund von begrenzten Transportkapazitäten zwischen den Nationalstaaten in Europa

Handel mit europäischen CO₂-Zertifikaten (EUA)

Die europäischen CO₂-Zertifikate (EUA) werden in einem einheitlichen Binnenmarkt gehandelt. Es gibt hier keine räumlichen europäischen Teilmärkte. Aus diesem Grund erfolgt die Analyse der Wirkung auf den EUA-Preis auf Grundlage der EU27 zuzüglich Norwegen und der Schweiz, also aller Teilnehmerstaaten des EU-ETS.

Großhandel mit Strom

Für den Großhandel mit Strom besteht heute noch kein einheitlicher europäischer Binnenmarkt. Ursache dafür sind zeitweise Kapazitätsengpässe der Transportnetze zwischen einzelnen Nationalstaaten. Erst nach Abschluss der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen kann ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt geschaffen werden.

Je kleiner die Preisdifferenz für das gleiche Produkt (z.B. Bandlieferung Strom im folgenden Lieferjahr) zum gleichen Zeitpunkt an verschiedenen Marktplätzen ist, desto höher ist die Marktintegration.

Nach Abschluss der wesentlichen Netzausbaumaßnahmen ist zu erwarten, dass die Preisunterschiede der Großhandelsmärkte der Nationalstaaten Deutschland (DE), Frankreich (FR), Belgien (BE), Niederlande (NL), Luxemburg (LU), Schweiz (CH), Österreich (AT), Tschechien (CZ), Polen (PL) gering sein werden. Preisentkopplungen zwischen den Marktplätzen sind dann nur zeitweise zu erwarten. Preisunterschiede in integrierten Märkten entsprechen überwiegend den Transaktionskosten (im Wesentlichen Transport). In der nachfolgenden Analyse gehen wir davon aus, dass diese Nationalstaaten einen einheitlichen räumlichen Großhandelsmarkt für Strom bilden.

3.5 Marktmodell zur Bildung von Preisen für CO₂-Zertifikate (EUA)

Um die CO₂-Minderungsziele der EU zu erreichen, muss eine Verlagerung der Stromerzeugung in CO₂-arme Technologien erfolgen. Am Handel mit EUA nehmen im Kern die Unternehmen teil, die zur Emission von CO₂ entsprechende EUA nachweisen müssen. Betreiber regenerativer Anlagen haben keinen Bedarf an EUA und nehmen deshalb tatsächlich nicht am Handel teil.

Der EUA-Preis stellt sich im vollkommenen Wettbewerbsmarktmarkt so ein, dass die Höhe des EUA-Preises das Erreichen der CO₂-Minderungsziele erwarten lässt. Die CO₂-Minderungsziele können nur erreicht werden, wenn in ausreichendem Maß Kraftwerke mit relativ geringeren CO₂-Emissionen vorrangig eingesetzt werden. Diese Kraftwerke werden jedoch nur dann eingesetzt, wenn ihre Grenzkosten niedriger sind als die Grenzkosten von Kraftwerken mit höheren CO₂-Emissionen. Der Marktpreis für EUA bildet sich also im kurzfristigen Grenzkostenwettbewerb zwischen den fossilen Brennstoffen und Kraftwerkstechnologien.

Faktisch heißt dies, dass zum Erreichen der CO₂-Minderungsziele in Europa im Segment der fossil befeuerten Kraftwerke vorrangig erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke eingesetzt werden, die im Wettbewerb Kohlekraftwerke verdrängen. Die Marktteilnehmer bezeichnen dieses Marktmodell als »fuel-switch«. Der Wettbewerb zwischen diesen beiden Kraftwerkstypen bestimmt den fundamentalen Marktpreis für EUA.

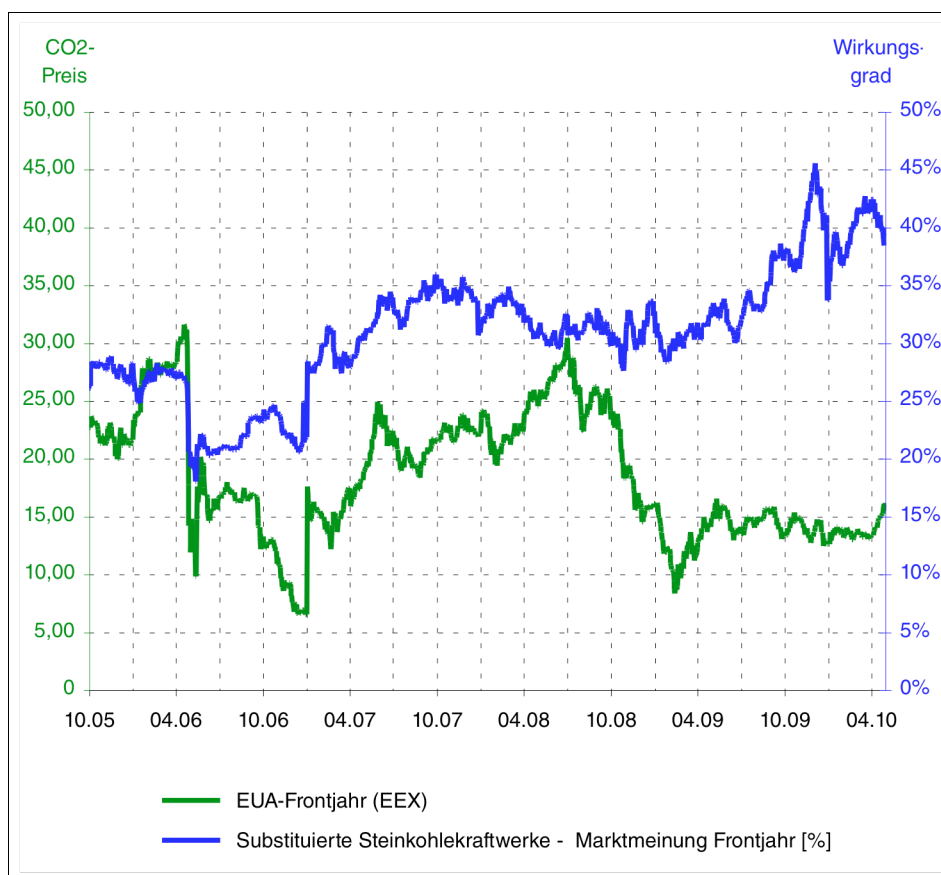
Dieses Marktmodell »fuel-switch« wird in der nachfolgenden Formel abgebildet.

$$CO_2 \left[\frac{\text{Euro}}{t} \right] = \frac{(AP_{\text{Gas}} - AP_{\text{SK}}) \left[\frac{\text{Euro}}{\text{MWh}} \right]}{\left(\frac{\text{Emissionsfaktor}_{\text{SK}} \left[\frac{t}{\text{MWh}} \right]}{WG_{\text{SK}}} \right) - \left(\frac{\text{Emissionsfaktor}_{\text{Gas}} \left[\frac{t}{\text{MWh}} \right]}{WG_{\text{Gas}}} \right)}$$

Formel 1: Ermittlung CO₂-Preises mittels Gleichgewichtspreis aus GuD- und Steinkohle-Kraftwerken

Der tatsächliche Marktpreis weicht aufgrund weiterer externer Einflüsse (z.B. Spekulation, Meinung der Handelsteilnehmer) von dem analytischen Modellpreis ab.

Wie zuverlässig das Modell den EUA-Preis (tatsächliche Handelsergebnisse) abbildet, lässt sich anhand historischer Handelsdaten überprüfen. Zu diesem Zweck stellen wir die »fuel-switch-Formel« so um, dass auf Basis gegebener Marktpreise (Terminmarkt folgendes Kalenderjahr) für EUA, Gas, Steinkohle, Wechselkurs Euro/US-Dollar, einem gegebenen Emissionsfaktor für erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke der Emissionsfaktor (nachfolgend als Wirkungsgrad dargestellt) des verdrängten Steinkohlekraftwerks errechnet wird.

Abbildung 1: Wirkungsgrad verdrängter Steinkohlekraftwerke und CO₂-Preis

Die voranstehende Grafik zeigt das Analyseergebnis. Sie stellt den EUA-Preis (Terminmarkt für folgendes Kalenderjahr) und den Wirkungsgrad des verdrängten Steinkohlekraftwerks dar. Die Marktteilnehmer haben rund eineinhalb Jahre bis Mitte 2007 benötigt, um den Handel mit »EUA« zu lernen. Seit Mitte des Jahres 2007 schwankt der Wirkungsgrad des durch erdgasgefeuerten GuD verdrängte Steinkohlekraftwerke innerhalb einer Bandbreite zwischen 30% und 35%. Diese Bandbreite entspricht der erforderlichen Verdrängung von Steinkohlestrom, um die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen.

Die Verdrängung von Steinkohlekraftwerken mit einem Wirkungsgrad von zeitweise über 40% seit Ende des Jahres 2009 deutet auf gemessen am fundamentalen »fuel-switch-Marktmodell« überhöhte CO₂-Preise hin. Wesentliche Ursache hierfür sind Marktpreisunterschiede zwischen Terminmarkt und Spotmarkt, spekulative Handelsaktivitäten und Unsicherheit in Bezug auf die Klimaschutzpolitik. Der Wirkungsgradanstieg seit Ende 2009 stellt das »fuel-switch-Marktmodell« nicht in Frage.

In den nachfolgenden Analysen zur Höhe der EUA-Preise im Fall des Kernkraftausstiegs und im Fall der Laufzeitverlängerung prognostizieren wir den EUA-Preis auf Basis des »fuel-switch-Marktmodells«.

3.6 Marktmodell zur Bildung von Strompreisen in Europa

Die Strompreise bilden sich am Strommarkt aus Nachfrage und Angebot. Das Angebot setzt sich aus den am Markt verfügbaren Kraftwerken zusammen. Jedes dieser Kraftwerke hat variable Kosten (Grenzkosten) der Stromerzeugung, mit denen es im vollkommenen Wettbewerb seine Leistung am Markt anbietet. Die variablen Kosten der Kraftwerke werden auf Grundlage der Preisniveaus für Erdgas, Steinkohle und Währungswechselkurse des Jahres 2009 für Terminmarktprodukte des Jahres 2010 ermittelt. Die geordnete Linie der Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten heißt Merit Order.

Die Nachfrage ist die Summe der benötigten Leistungen aller Verbraucher im Marktgebiet zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die jeweils nachgefragte Leistung bestimmt das Grenzkraftwerk in der Merit Order. Die Grenzkosten dieses Kraftwerkes stellen den Marktpreis dar. Alle Kraftwerke links dieses Kraftwerkes erhalten diesen Preis für ihren Strom. Kraftwerke, die in der Merit Order weiter rechts des Grenzkraftwerks stehen, also höhere variable Kosten haben, werden nicht betrieben.

Die Merit Order wird aus den Kraftwerken der Platts-Kraftwerksdatenbank für heute in Betrieb oder in Bau befindliche Kraftwerke gebildet. Die Wirkungsanalysen erfolgen also auf Grundlage eines realen Kraftwerksparks.

Da nicht alle installierten Kraftwerke dem Markt wegen ungeplanter Ausfälle oder geplanter Revisionen ständig zur Verfügung stehen, werden mittlere Verfügbarkeiten für die Kraftwerke unterstellt.

4 Folgen des Kernkraftausstiegs auf den Preis für EUA

Der deutsche Kernkraftausstieg wird auf das Erreichen der europäischen Minderungsziele für CO₂-Emissionen keinen Einfluss haben, wenn der Ersatz durch moderne GuD-Anlagen stattfindet und alte Steinkohlekraftwerke abgeschaltet werden. Der Ausstieg und der Einsatz moderner GuD-Anlagen als Ersatz führen jedoch zu höheren Emissionen. Diese höheren Emissionen müssen durch eine zusätzliche Verdrängung von Strom aus Steinkohlekraftwerken eingespart werden. Dies geschieht durch Verdrängung alter Steinkohlekraftwerke.

Im Falle der Laufzeitverlängerung würden ältere Kraftwerke länger in Betrieb bleiben. Die Mehremissionen im Ausstiegsszenario können durch die Abschaltung alter Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 14.000 MW kompensiert werden.

Um die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Ersatz der Steinkohlekraftwerke nicht innerhalb des deutschen Marktes, sondern innerhalb des EU-ETS (EU27+CH+N) erfolgen.

Das europäische Treibhausgas-Handelssystem setzt die nötigen ökonomischen Anreize, dass Erdgas-GuD-Kraftwerke gegenüber Steinkohlekraftwerken bevorzugt errichtet und bevorzugt eingesetzt werden.

Um die im Ausstiegsszenario notwendige zusätzliche Verdrängung alter Steinkohlekraftwerke zu erreichen, muss der CO₂-Preis steigen. Dieser Preisanstieg verstärkt den Anreiz Strom in Erdgas-GuD-Kraftwerken zu erzeugen. Dies äußert sich, wie in Kapitel 3.5 erläutert, in einem höheren Wirkungsgrad verdrängter Steinkohlekraftwerke. In der Merit Order der europäischen Kraftwerke bedeutet dies, dass Kohlekraftwerke nach rechts rücken. Steinkohlekraftwerke werden dann aufgrund ihrer höheren Kosten seltener eingesetzt. Weniger Einsatzstunden bedeutet, dass diese verdrängten Kohlekraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und schließlich stillgelegt werden.

Die Wirkung des deutschen Atomausstiegs wird den Wirkungsgrad verdrängter Kraftwerke um ca. 2,5% erhöhen. Dies entspricht einem Preisanstieg für CO₂ um ca. 4 Euro/t (Preisbasis 2009).

Eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke hat zur Folge, dass ältere Steinkohlekraftwerke mit einem um rund 2,5 % schlechteren Wirkungsgrad länger am Netz bleiben. Denn im Fall des Kernkraftausstiegs müssen Erdgas-GuD-Kraftwerke in einem höheren Maß alte Steinkohlekraftwerke verdrängen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können.

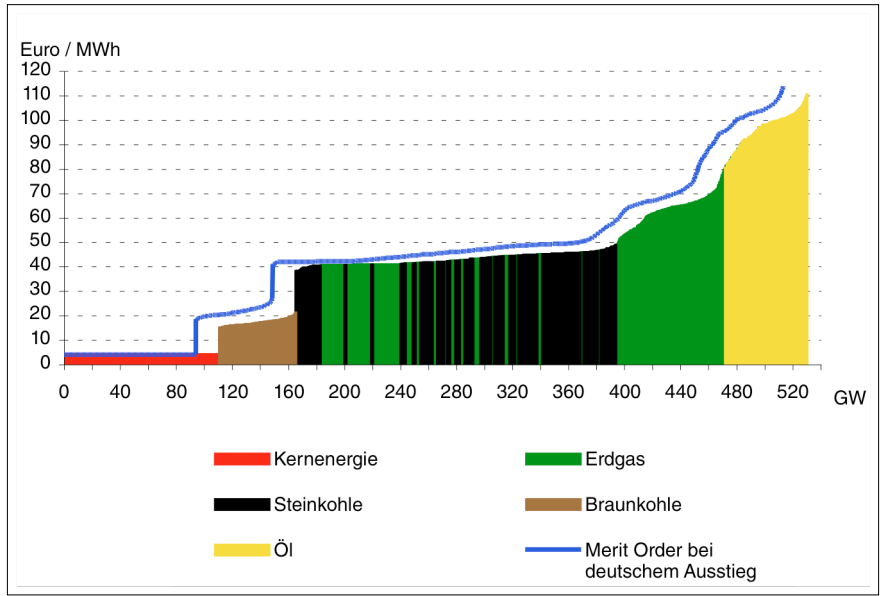


Abbildung 2: Merit Order der EU27, CH und N ohne und mit deutschem Kernenergieausstieg

5 Folgen des Kernkraftausstiegs auf den Preis für Strom

Der deutsche Kernkraftausstieg führt zu einer Verkürzung der Merit Order. Die verlorene Leistung muss durch moderne GuD-Anlagen ersetzt werden. Dies zeigt sich in einer Verschiebung der Merit Order nach links.

Die in Kapitel 4 dargestellten Mehrkosten für CO₂-Zertifikate erhöhen die variablen Kosten der Kraftwerke in der Merit Order. Dies zeigt sich in einer Verschiebung der Merit Order nach oben. Die nachfolgende Grafik zeigt die heutige Merit Order für den Kernbereich Kontinentaleuropas. Die Merit Order mit deutschem Atomausstieg und Ersatz durch GuD-Anlagen wird als zusätzliche Linie dargestellt.

In Summe bewirkt die Verschiebung aufgrund der Leistungen, sowie die Verschiebung aufgrund höherer CO₂-Preise eine Erhöhung des resultierenden Marktpreises um ca. 3 Euro/MWh (Preisbasis 2009).

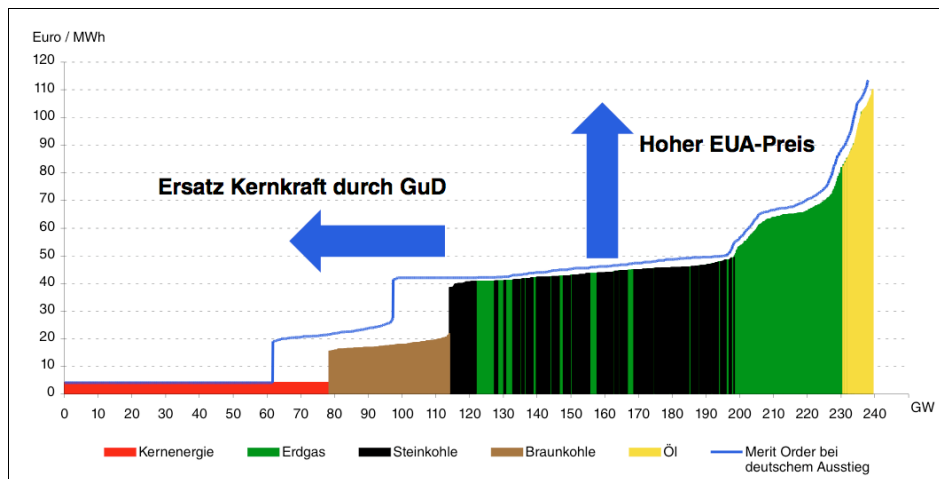


Abbildung 3: Merit Order in den Szenarien des deutschen Kernenergieausstiegs

Die nachfolgende Grafik zeigt die Merit Order im Kernbereich Kontinentaleuropa mit dem entsprechenden Zubau von GuD-Kraftwerken als Ersatz für deutsche Atomkraftwerke und verdrängte alte Steinkohlekraftwerke. Es wird angenommen, dass im Kernbereich Kontinentaleuropas ca. die Hälfte aller im EU-ETS verdrängten Steinkohlekraftwerke verdrängt werden. Dies entspricht dem Anteil der Leistung Kontinentaleuropas an der im gesamten EU-ETS verfügbaren Kraftwerksleistung. In der Grafik wird eine anteilige Verdrängung von ca. 7.000 MW Steinkohle durch Erdgas abgebildet.

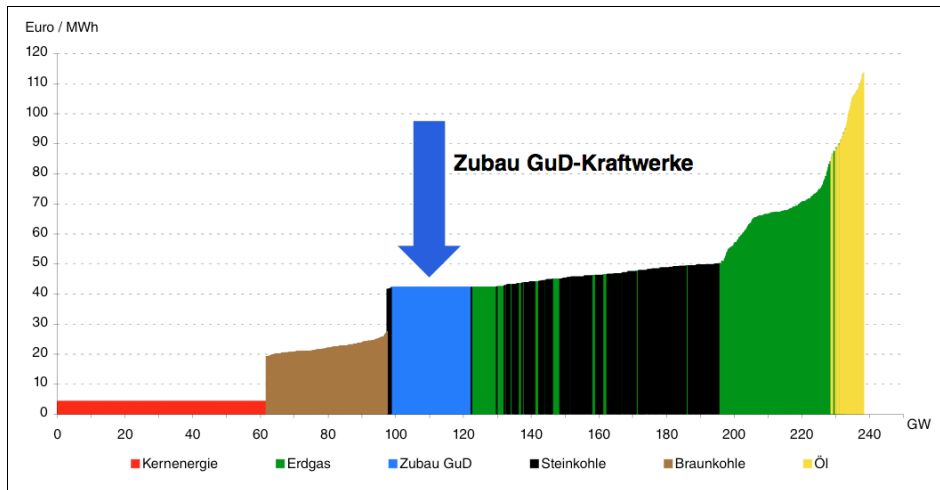


Abbildung 4: Merit Order im Kernbereich Kontinentaleuropa mit Ersatz durch GuD-Kraftwerke

6 Preisänderungen am Stromgroßhandelsmarkt als Beurteilungsmaßstab für einen Strompreisanstieg

Die Strompreise an den Großhandelsmärkten schwanken täglich. Für das Jahr 2009 war an der EEX der niedrigste Strompreis -35,57 Euro/MWh und der höchste 86,36 Euro/MWh (Phelix base, Tagesmittelwerte Spotmarkt). Die größte Preisänderung gegenüber dem Vortag betrug 64,08 Euro/MWh. Die Standardabweichung der Preisänderung zum Vortag war 10,07 Euro/MWh.

Die nachfolgende Tabelle stellt die Preise und Preisänderungen am Spotmarkt der EEX für die vergangenen drei Jahre dar:

Preis	Einheit	Jahr 2007	Jahr 2008	Jahr 2009
Minimum	Euro/MWh	5,80	21,03	-35,57
Maximum	Euro/MWh	158,97	131,40	86,36
Mittelwert	Euro/MWh	37,99	65,76	39,91
Preisänderungen				
Minimum	Euro/MWh	0,00	0,00	0,02
Maximum	Euro/MWh	79,15	87,50	64,08
Standardabweichung	Euro/MWh	15,36	15,28	10,07

Tabelle 2: Preisniveau Phelix base (Tagesmittelwerte) und Preisänderungen zum Vortag
(Quelle: EEX, LBD-Analysen)

7 Ergebnis

- Durch den deutschen Kernkraftausstieg ist im Kernbereich Kontinentaleuropas (DE, FR, BE, NL, LU, CH, PL, CZ, AT) ein Preisanstieg von rund 3 Euro/MWh, d.h. rund 9 - 12 Euro/Haushalt/Jahr zu erwarten (Basis Preise 2009). Dieser Betrag ist erheblich niedriger als die tägliche Preisschwankung an den Großhandelsmärkten und ist deshalb nicht signifikant.
- Die Strompreise an den Großhandelsmärkten schwanken täglich. Die Standardabweichung der Preisänderung zum Vortrag betrug 10,07 Euro/MWh (EEX, Spotmarkt, Tagesmittelwerte) und ist damit rund dreimal höher als der abgeschätzte Strompreisanstieg im Fall eines deutschen Kernkraftausstiegs. Für die Strompreisbildung ist die Wettbewerbsintensität von höherer Bedeutung als die Struktur des Kraftwerksparks, also eine Verlängerung der Kernkraftwerkslaufzeiten oder ein Ersatz von Kernkraft durch andere Kraftwerkstechnologien.
- Eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke hat zur Folge, dass ältere Steinkohlekraftwerke mit einem um rund 2,5 % schlechteren Wirkungsgrad länger am Netz bleiben. Denn im Fall des Kernkraftausstiegs müssen Erdgas-GuD-Kraftwerke in einem höheren Maß alte Steinkohlekraftwerke verdrängen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können.
- Das BDI-Gutachten schätzt im Fall des Kernkraftausstiegs den Nachteil aufgrund höherer Strompreise auf 144 Euro/Haushalt/a. Tatsächlich ist von einem Nachteil von 9-12 Euro/Haushalt/a auszugehen. Dieser Betrag ist nicht signifikant und erheblich niedriger als die täglichen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke würde die Marktmacht der vier größten deutschen Kraftwerksbetreiber stärken, mit der Folge geringerer Wettbewerbsintensität. Die Kostennachteile für den Verbraucher aufgrund von weniger Wettbewerb im Erzeugungssektor im Fall der Laufzeitverlängerung können wesentlich höher sein als der Kostennachteil aufgrund des nicht signifikanten Kostennachteils des Kernkraftausstiegs.