

Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt

*Kurzstudie im Auftrag von
8 KU, Berlin*



Thomas Bruckner, Hendrik Kondziella
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Universität Leipzig

Sven Bode
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Hamburg

8. April 2010

Im Auftrag von

8KU Büro Berlin

Reinhardtstraße 52
10117 Berlin

Ansprechpartner

Dr. Sven Bode
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Parkstr. 1a, 22605 Hamburg
Tel: 040/ 4126 8215, Fax: 040/ 4126 8185
E-Mail: sven.bode@arrhenius.de
Internet: www.arrhenius.de

Prof. Dr. Thomas Bruckner, Dipl.-Kfm. Dipl.-Verw.wirt (FH) Hendrik Kondziella
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Universität Leipzig
Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig
E-Mail: bruckner@wifa.uni-leipzig.de; kondziella@wifa.uni-leipzig.de
Internet: www.uni-leipzig.de/energiemanagement

1 Zusammenfassung	1
Einführung	3
2 Preisbildung im liberalisierten Strommarkt	5
2.1 Stromgestehungskosten	5
2.2 Bildung des Großhandelspreises und Erlöse der Kraftwerke.....	5
3 Auswirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Strom- und CO₂-Preise	8
3.1 Direkter Effekt	8
3.2 Indirekter Effekt.....	9
4 Laufzeitverlängerung und Wirkung auf die Stromerzeugung – Quantitative Analyse	11
4.1 Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Strompreise.....	12
4.2 Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Erzeugungsstruktur.....	13
4.3 Bestandsanlagen.....	17
4.4 Neuanlagen	21
4.4.1 Konventionelle Anlagen (inkl. KWK)	21
4.4.2 Erneuerbare Energien	22
5 Handlungsoptionen der Politik zur Beeinflussung der Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Stromerzeugung	24
5.1 Angebotsseitige Belastung (Input- oder Output).....	24
5.2 Sondergewinnsteuer/ -abgabe	28
5.3 Verkauf von Kernkraftwerken/ Kraftwerksscheiben	28
5.4 Kraftwerksstilllegung	29
5.5 Gewinnabschöpfung versus Ausgleich von Wettbewerbsnachteilen.....	29
ANHÄNGE.....	31
Literaturverzeichnis	34
Verzeichnis der Abbildungen.....	36

1 ZUSAMMENFASSUNG

Die neue Bundesregierung plant laut Koalitionsvertrag die Laufzeiten der Kernkraftwerke zu verlängern. Die konkrete Ausgestaltung der Laufzeitverlängerung soll im Rahmen einer Vereinbarung mit den Betreibern der Kernkraftwerke unter Berücksichtigung eines Ausgleichs für die zu erwartenden Vorteile konkretisiert werden. Aus der Sicht der kommunalen Energieversorger stellt sich die Frage, welche Auswirkungen die Laufzeitverlängerung auf die zukünftig zu erwartenden Strompreise, auf die Marktstruktur, auf den Einsatz bestehender fossil befeuerter Anlagen und damit auf die Erlöse der Betreiber dieser Anlagen, zu denen auch die kommunalen Unternehmen gehören, haben wird. Darüber hinaus ist von Interesse, inwieweit der Zubau moderner Anlagen verringert und damit verbunden die Ausweitung des Anteils der kommunalen Unternehmen am zukünftigen Strommarkt behindert wird.

Die vorliegende Studie, die im Auftrag der 8KU vom Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig in Zusammenarbeit mit dem Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, erstellt wurde, untersucht die oben angesprochenen Fragestellungen. Basierend auf einer quantitativen modellgestützten Untersuchung der mittelfristigen Entwicklung des deutschen Strommarktes wird gezeigt,

- dass durch die Verlängerung der Laufzeiten die Betreiber der Kernkraftwerke zusätzliche Deckungsbeiträge erzielen können. Bei einer unkonditionierten Verlängerung der Laufzeiten um 8 Jahre betragen diese bis zu 56 Mrd. Euro (nominal, kumuliert bis 2030, nicht diskontiert).
- dass bei einer Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke um 8 Jahre die Strompreise am Spotmarkt gegenüber dem Referenzszenario (Kernenergieausstieg gemäß derzeitiger Gesetzgebung) um maximal 0,7 ct/kWh sinken.
- dass die Betreiber fossil befeuerter Kraftwerke geringere Erlöse erzielen. Bei einer unkonditionierten Verlängerung der Laufzeiten um 8 Jahre betragen die nicht realisierten Deckungsbeiträge für alle Betreiber von fossil befeuerten Anlagen zusammengenommen bis zu 40 Mrd. Euro (nominal, kumuliert bis 2030, nicht diskontiert).
- dass durch eine unkonditionierte Verlängerung der Laufzeiten eine zukünftige Ausweitung des Marktanteils kommunaler Unternehmen erheblich behindert wird.
- dass die im politischen Bereich diskutierten Instrumente zur Erzielung des im Koalitionsvertrag angesprochenen Vorteilsausgleichs höchst unterschiedliche Wirkungen entfalten.
- dass durch den geringeren Strompreis der Bedarf und die Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke sinken. Davon können andere Politikziele wie z. B. der Ausbau der Stromerzeugung in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung oder der Ausbau und die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien negativ beeinflusst werden.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass aufgrund der skizzierten umfangreichen Wechselwirkungen im Strommarkt bzw. den Interaktionen mit anderen Politikzielen die im Koalitionsvertrag geplante Schnelligkeit einer Umsetzung der geplanten Laufzeitverlängerung nicht zu Lasten einer ausführlichen Analyse geschehen sollte. Die vorliegende Studie möchte einen ersten Beitrag zur Analyse der

Auswirkung einer Laufzeitverlängerung auf jene Kraftwerksbetreiber leisten, die von einer solchen Verlängerung primär negativ betroffen sind.

EINFÜHRUNG

Nach aktueller Rechtslage (Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002) gibt es für die Kernkraftwerke (kurz: KKW) in Deutschland sogenannte Restlaufzeiten, die in Form einer in den einzelnen Kraftwerken jeweils erlaubten Stromproduktion konkretisiert wurden.¹ Während erste Kernkraftwerke im Rahmen des Kernenergieausstiegs die Stromproduktion bereits eingestellt haben, dürfen Anlagen an anderen Standorten teils noch bis etwa 2020 Strom produzieren. Genaue Angaben zur zeitlichen Dynamik sind nicht möglich, da die verbliebenen Strommengen grundsätzlich von einem auf andere Kraftwerke übertragen werden können. Seit dem Wechsel der Bundesregierung im September 2009 wird eine Revision des Ausstiegsbeschlusses erwogen. Im Koalitionsvertrag für die 17. Legislaturperiode (CDU/CSU/FDP, 2009) heißt es dazu:

„Kernenergie

Die Kernenergie ist eine Brückentechnologie, bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann. Andernfalls werden wir unsere Klimaziele erträgliche Energiepreise und weniger Abhängigkeit vom Ausland, nicht erreichen. Dazu sind wir bereit, die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern. Das Neubauverbot im Atomgesetz bleibt bestehen.

In einer möglichst schnell zu erzielenden Vereinbarung mit den Betreibern werden zu den Voraussetzungen einer Laufzeitverlängerung nähere Regelungen getroffen (u. a. Betriebszeiten der Kraftwerke, Sicherheitsniveau, Höhe und Zeitpunkt eines Vorteilsausgleichs, Mittelverwendung zur Erforschung vor allem von erneuerbaren Energien, insb. von Speichertechnologien). Die Vereinbarung muss für alle Beteiligten Planungssicherheit gewährleisten.“

Der Koalitionsvertrag macht zweierlei deutlich: Zum einen ist eine mögliche Verlängerung der Restlaufzeiten durch eine Vereinbarung mit den Betreibern zu erzielen. Zum anderen kommt es zu Vorteilen für die Kraftwerksbetreiber, die ausgeglichen, d.h. in einer gewissen Form abgeschöpft, werden sollen („Vorteilsausgleich“). Eine unternehmensspezifische Beschreibung und Quantifizierung der Vorteile steht zurzeit noch aus. Darüber hinaus fehlt eine Analyse der Nachteile, die sich im Falle einer Verlängerung der Laufzeiten für die Betreiber fossil befeuerter Kraftwerke ergeben.

Mit einer Verlängerung der Restlaufzeiten für bestehende Kernkraftwerke gehen verschiedene Aspekte einher. So können diese Kraftwerke im Zeitraum der verlängerten Laufzeiten zusätzliche Gewinne erzielen. Dieser Aspekt steht regelmäßig im Fokus der öffentlichen Diskussion. Eine Änderung der zukünftig zur Verfügung stehenden Kraftwerke wird darüber hinaus mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Änderung der Strompreise führen. Dies hat zum einen Auswirkungen auf den Betrieb und den Gewinn bestehender Kraftwerke. Zum anderen werden hierdurch auch die Anreize zum Bau neuer Anlagen beeinflusst.

¹ Siehe Anlage 3, Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002.

In der Vereinbarung² zwischen der Bundesregierung und den Betreibern (Bundesregierung, 2000), die dem Gesetz zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zugrunde liegt, heißt es:

„Beide Seiten werden ihren Teil dazu beitragen, dass der Inhalt dieser Vereinbarung [= Ausstieg, Anm. der Verf.] dauerhaft umgesetzt wird.“

Betreiber von Kraftwerken, die aufbauend auf dieser Vereinbarung und damit im Vertrauen auf die Fortführung des Kernenergieausstiegs teilweise in großem Umfang Investitionen in alternative Kraftwerksprojekte (z.B. den Bau von hochmodernen Gas- und Dampfturbinenanlagen) getätigt haben, haben ein erhebliches Interesse daran, untersuchen zu lassen, welche potenziell negativen Auswirkungen eine Verlängerung der Laufzeiten auf die bereits realisierten Investitionsprojekte haben könnten.

Eine Verlängerung der Restlaufzeiten für Kernkraftwerke führt schließlich auch zu einer Veränderung der zukünftig zu erwartenden Marktanteile und der damit einhergehenden Erzeugerstruktur. Je nach Ausgestaltung der Revision des Kernenergieausstiegs kann hierdurch u.U. die Ausweitung des Marktanteils der Stadtwerke erheblich behindert werden. Auf Wunsch des Auftragsgebers steht deshalb eine Untersuchung der potentiellen Auswirkung der Laufzeitverlängerung auf die zukünftig zu erwartende Wettbewerbsstruktur im Zentrum der quantitativen Analysen, deren Ergebnis im Folgenden wiedergegeben werden soll.

Die vorliegende Studie greift die genannten Aspekte auf und untersucht, wie sich die Änderung der derzeitigen Gesetzeslage auf die Strompreise und die Einsatzmöglichkeiten von Kraftwerken auswirken kann. Hierzu werden die Effekte in den Kapiteln 2 und 3 zunächst qualitativ beschrieben. Unabhängig von konkreten Annahmen über die Entwicklung von Brennstoffpreisen etc. kann der Leser hierdurch ein Verständnis für die Wirkungsrichtung erlangen.

Im Anschluss daran erfolgt eine quantitative Betrachtung für ausgewählte Jahre (2010, 2015, 2025). Nachdem die Größenordnung der Auswirkungen auf den Strompreis und die zu erwartenden Wettbewerbseffekte dargestellt wurden, folgt eine Untersuchung der daraus resultierenden Veränderung der Investitionsdynamik im Hinblick auf mögliche Kraftwerksneubauten. Abschließend erfolgt in Kapitel 6 eine Analyse der Instrumente, die im energiepolitischen Bereich derzeit zur Schaffung des im Koalitionsvertrag angesprochenen Vorteilsausgleichs diskutiert werden.

Die vorliegende Studie zu den wirtschaftspolitisch relevanten Aspekten einer Laufzeitverlängerung ergänzt bereits vorhandene Analysen zu den energie- und volkswirtschaftlichen Aspekten einer Revision des Kernenergieausstiegs. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang vor allem die kürzlich erschienene Studie zu den „Ökonomischen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke“, die im Auftrag des BDI von der r2b energy consulting GmbH und der EEFA GmbH & CO KG erstellt wurde (r2b/EEFA, 2010). Zu wichtigen weiteren Publikationen zählen in diesem Zusammenhang EWI/EEFA (2005), Matthes und Hermann (2009) sowie PIK/WestLB (2009).

² Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000.

2 PREISBILDUNG IM LIBERALISIERTEN STROMMARKT

Im liberalisierten Strommarkt bildet sich der Strompreis regelmäßig durch das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage. Für die folgende Untersuchung liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf der Angebotsseite, da eine Verlängerung der Restlaufzeiten primär an dieser Stelle wirkt.

2.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines Kraftwerks setzen sich zusammen aus einem variablen Anteil, der (in der Regel) proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen wird unterstellt, dass es für die Stromproduktion nur drei Kostenfaktoren gibt:

- die Investitions- bzw. Kapitalkosten,
- die Brennstoffkosten und
- die Umweltkosten in Form von Kosten für CO₂-Emissionsrechte.

Investitionskosten sind dabei typische Fixkosten, während die beiden anderen Kostenblöcke variable Kosten darstellen. Erfahrungsgemäß sind sonstige Ausgaben wie feste und variable Betriebs- und Wartungskosten klein gegenüber den drei genannten Faktoren. Sie werden deshalb für die grundsätzliche Betrachtung hier nicht, in der quantitativen Analyse aber sehr wohl berücksichtigt.

Brennstoff- und CO₂-Kosten sind im Gegensatz zu den Kapitalkosten variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks³, den spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffs und dem CO₂-Preis ab. Die Stromgestehungskosten sind insbesondere vor einer Investitionsentscheidung von Bedeutung. Nur wenn sie kleiner als die erwarteten durchschnittlichen Erlöse sind, kann der Investor auf Dauer einen Gewinn machen. Die Erlöse ergeben sich dabei aus den Strompreisen.

2.2 Bildung des Großhandelspreises und Erlöse der Kraftwerke

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird (auch „Day-ahead-Handel“ genannt)⁴. Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Für die grundsätzliche Betrachtung wird ferner davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht, d.h. kein Anbieter verfügt über Marktmacht, die es ihm erlaubt, den Preis zu beeinflussen.

Jeder Kraftwerksbetreiber kann an der Strombörse für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Wenn das Kraftwerk erst einmal gebaut ist, sieht die Überlegung zur Angebotsentscheidung anders aus als bei der Analyse vor einer Investition. Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Ein-

³ Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist definiert als das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.

⁴ Neben dem Spotmarkt (Day-ahead-Markt) gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden.

satz des Kraftwerks anfallen. Abbildung 1 zeigt exemplarisch und qualitativ unterschiedliche Kostenarten für verschiedene Kraftwerkstypen.

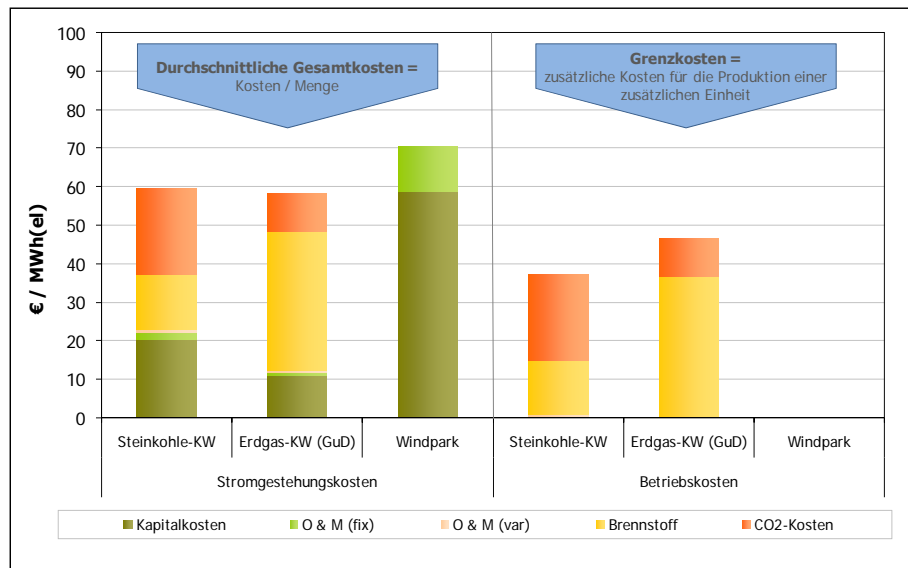


Abbildung 1: Unterschiedliche Kostenarten für Investitions- bzw. Kraftwerkseinsatzplanung (vereinfachte Darstellung, O&M = Operation and Maintenance Cost, CO₂-Preis: 30 Euro/Tonne CO₂)

Der Betreiber eines bestehenden Kraftwerks wird immer versuchen, seine Anlage dann einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf in einer Stunde mehr erlöst, als ihn der Betrieb der Anlage kostet. In erster Näherung ist dies gegeben, wenn die Grenzkosten der Erzeugung kleiner sind als der Strompreis. Die Grenzkosten ergeben sich als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und spezifischen CO₂-Kosten.⁵

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit-Order“. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel für eine solche Merit-Order-Kurve. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die (sehr) geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Weiter rechts befinden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringere Investitionskosten, aber höhere Grenzkosten aufweisen. Ganz am Ende der Merit-Order liegen die Spitzenlastkraftwerke, z.B. einfache Gasturbinen, die mit leichtem Heizöl gefeuert werden und sehr hohe Grenzkosten haben.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerkes bezahlt.

Abbildung 2 zeigt diesen Mechanismus für eine einzelne Stunde. Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. So lange eine ausreichende Kapazität verfügbar ist,

⁵ In einer detaillierteren Betrachtung lassen sich weitere Kostenfaktoren, wie z. B. Kosten für das An- bzw. Abfahren von Kraftwerken, berücksichtigen.

gilt: Der Börsenpreis für Strom in einer bestimmten Stunde ist gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Stromnachfrage dieser Stunde zu decken.

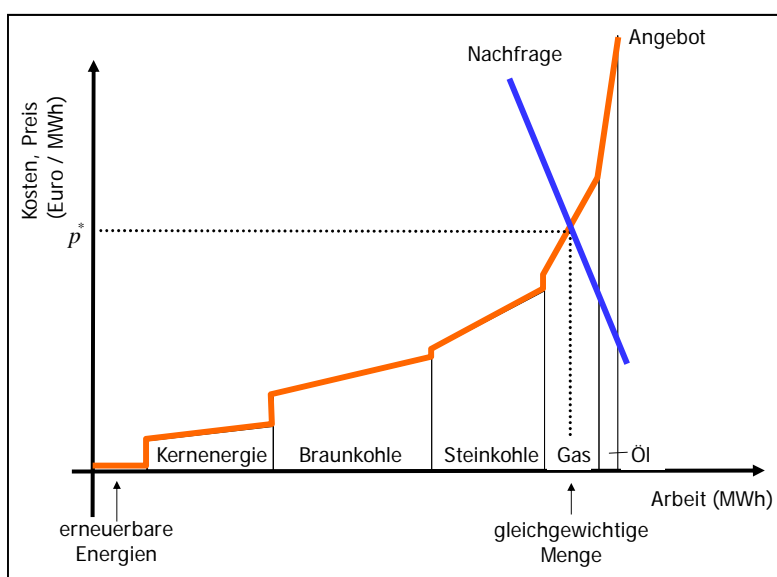


Abbildung 2: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in einer exemplarischen Stunde (schematische Darstellung)

Bisher wurde nur eine einzelne Stunde betrachtet. Sowohl die Merit-Order-Kurve aus Abbildung 2 als auch die Nachfrage unterliegen ständigen Veränderungen. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Betrachtung für alle Stunden eines Jahres durchführen. Abbildung 3 zeigt die Preisbildung in einer alternativen Stunde mit anderen Rahmenbedingungen. Für eine quantitative Analyse der Wirkung einer Laufzeitverlängerung ist es entsprechend notwendig, alle 8760 Stunden eines Jahres zu betrachten.

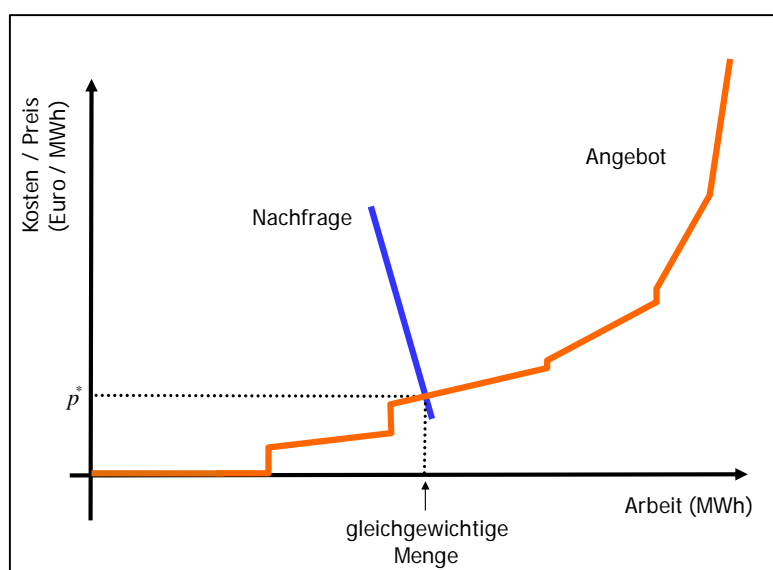


Abbildung 3: Preisbildung in einer alternativen Stunde (z.B. mit geringer Last und hoher Windeinspeisung)

3 AUSWIRKUNG EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG AUF DIE STROM- UND CO₂-PREISE

Die vorherige Beschreibung basierte auf einem gegebenen Kraftwerkspark. Für die Analyse einer Laufzeitverlängerung ist entsprechend der Kraftwerkspark für die verschiedenen Untersuchungsjahre anzupassen. Somit ergeben sich folgende 2 Szenarien:

- 1) Ausstieg aus der Kernenergie wie geplant („Status-quo“ bzw. „Ausstiegsszenario“),
- 2) Revision des Ausstiegsbeschlusses („Laufzeitverlängerung“ bzw. „Revisionszenario“)

Bei der folgenden qualitativen Analyse der Wirkung einer Laufzeitverlängerung wird eine direkte und eine indirekte Wirkung unterschieden (Bode 2007, 2009). Während die direkte Wirkung ausschließlich auf den Strommarkt zielt und auf die dort vorhandene Kraftwerkskapazität eingeht, wird bei der indirekten Wirkung auch der Markt für CO₂-Emissionsberechtigungen berücksichtigt.

3.1 Direkter Effekt

In der hier vorliegenden Studie wird von folgenden zentralen Annahmen ausgegangen:

- Die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke soll im Sinne der Koalitionsvereinbarung als Brückentechnologie den Übergang zu einer langfristig klimafreundlichen Energieversorgung erleichtern.
- Durch die Verlängerung der Laufzeiten soll der zur Aufrechterhaltung der Sicherheit der Energieversorgung andernfalls (d.h. im Ausstiegsszenario) erforderliche Neubau und Betrieb fossil befeuerter Anlagen begrenzt und damit ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.
- Die Verlängerung der Laufzeiten soll in Übereinstimmung mit den diesbezüglichen Verlautbarungen der Bundesregierung den Ausbau erneuerbarer Energien nicht behindern. Im Rahmen der Studie wird aus diesem Grunde davon ausgegangen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausstiegs- und im Revisionszenario in gleichem Ausmaß erfolgt. Quantitativ orientiert sich das zugrunde gelegte Ausbauszenario an der Leitstudie des BMU (Nitsch, 2008). Es ist somit konsistent mit den mehrfach veröffentlichten Ausbauzielen der Bundesregierung und der EU.

Betrachtet man auf der Basis dieser Annahmen die bei einer Laufzeitverlängerung zu erwartende Veränderung der Merit-Order-Kurve im Vergleich zum Ausstiegsszenario, so führt die Laufzeitverlängerung zu einer Verbreiterung der Kurve im Bereich der zur Verfügung stehenden Kernkraftwerkskapazitäten. Die Kraftwerkskapazitäten der erneuerbaren Energien, die aufgrund ihrer geringen Grenzkosten in der Merit-Order „links“ von den Kernkraftwerken platziert werden, sollen in beiden Szenarien wie oben beschrieben gleich sein. Die Erhöhung der Kernkraftwerkskapazitäten kann somit nur dazu führen, dass die Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, d.h. die fossil befeuerten Anlagen, nach rechts geschoben werden (vgl. Abbildung 4). Die Verlängerung der Laufzeiten führt somit zu einer Verringerung des gleichgewichtigen Preises $p^*_{Revision}$ verglichen mit dem gleichgewichtigen Preis $p^*_{Status-quo}$, der im Ausstiegsszenario zu erwarten gewesen wäre. Dies gilt zumindest so lange es durch

die daraus resultierenden (unten stehenden) Effekte nicht zu einer bedeutenden Schwächung des Zubaus kommt, der ausscheidende fossil befeuerte Bestandsanlagen ersetzen soll. Wichtige Analysen,⁶ die bisher zu den ökonomischen Effekten einer Laufzeitverlängerung vorgelegt wurden, gehen in Übereinstimmung mit den hier wiedergegebenen Argumenten davon aus, dass der mittlere Strompreis im Fall der Laufzeitverlängerung verglichen mit dem Ausstiegsszenario kleiner sein wird.

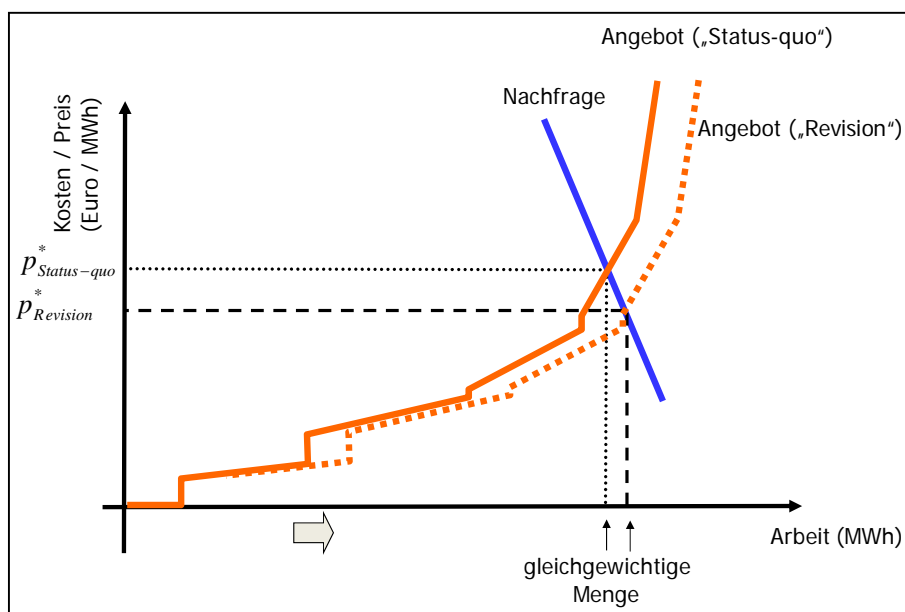


Abbildung 4: Auswirkung der Kernenergiepolitik auf den Strompreis (direkter Effekt)

Legt man in beiden Szenarien die gleiche Last zugrunde, so führt eine Verlängerung der Laufzeiten im Vergleich zum Ausstiegsszenario somit zusammenfassend zu folgenden *direkten Effekten*:

- die zusätzliche Kernkraftwerkskapazität verdrängt Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, d.h. allen voran fossil befeuerte Kraftwerke (dies betrifft Bestandsanlagen ebenso wie geplante Neubauten),
- durch den Verdrängungseffekt sinkt die Strommenge, die in fossil befeuerten Kraftwerken insgesamt erzeugt wird (Mengeneffekt),
- durch das Verschieben der Angebotskurve nach rechts sinkt mit hoher Wahrscheinlichkeit darüber hinaus der (mittlere) Spotmarktpreis und damit der Großhandelspreis (Preiseffekt),
- beide Effekte (der Mengen- und der Preiseffekt) führen schließlich zu einer Verringerung der Erlöse und damit der Deckungsbeiträge, die die Betreiber der übrigen Anlagen erwirtschaften können.

3.2 Indirekter Effekt

Bei der indirekten Wirkung wird darauf abgestellt, mit welcher Technologie die durch die Kernkraftwerksabschaltung fehlende Kapazität ersetzt wird bzw. konkreter, welche CO₂-Emissionen die-

⁶ Vom Strompreis sind die durchschnittlichen Kosten der Stromproduktion zu unterscheiden. Letztere können auch bei konstantem Preis steigen. Siehe hierzu auch: EWI et al. (2005) Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Gutachten, Köln u. a., Oktober 2005.

ses Kraftwerk hat. Für den Fall, dass das neue Kraftwerk CO₂-frei ist (z. B. erneuerbare Energien bzw. mit Einschränkung Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung) ändert sich an der obigen Betrachtung nichts: CO₂-freie Stromproduktion wird durch CO₂-freie Stromproduktion ersetzt. Emittiert das Ersatzkraftwerk dagegen CO₂-Emissionen, so kann es zu folgender indirekten Wirkung kommen: Durch die höheren Emissionen steigt die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen und damit deren Preis, was wiederum zu einem Anstieg des Strompreises führt. Die indirekte Wirkung wird im Folgenden etwas detaillierter diskutiert:

1.) Beim Emissionshandel handelt es sich um ein Mengeninstrument, bei dem die Gesamtmenge an erlaubten Emissionen für alle Teilnehmer festgelegt ist.⁷ Zusammen mit den Emissionen im business-as-usual Fall (BAU), d.h. der Emissionen bei Abwesenheit klimapolitischer Instrumente, lässt sich die notwendige Emissionsreduktion bestimmen. Steigen nun die Emissionen im BAU-Szenario, z. B. in einem überdurchschnittlich kalten Winter, so steigt der Preis der Emissionsberechtigungen. Ebenso steigen die Emissionen, wenn ein Kernkraftwerk durch ein CO₂ emittierendes Kraftwerk ersetzt wird. Damit würde auch der CO₂-Preis steigen. Wird das KKW dagegen durch ein nicht emittierendes Kraftwerk ersetzt, so ändert sich der CO₂-Preis nicht, da die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen konstant bleibt.

2.) Mit der Einführung des Emissionshandels wird die Senke „Atmosphäre“ zu einem potenziell knappen Gut. Übersteigen die Emissionen im BAU-Fall die Menge der vorhandenen Emissionsrechte, so bildet sich ein CO₂-Preis größer null. Kraftwerksbetreiber, die beim Betrieb ihrer Anlage CO₂ ausstoßen, müssen nun die Kosten für CO₂-Emissionen (d.h. für die Verwendung der Emissionsberechtigungen) in ihrer Kostenfunktion berücksichtigen, wobei es unerheblich ist, ob sie die Berechtigungen kostenlos erhalten haben oder kaufen mussten. Das heißt, die Stromproduktion in CO₂-emittierenden Anlagen wird teurer. Emittiert nun das Grenzkraftwerk CO₂, was regelmäßig der Fall ist, so steigen die Grenzkosten der Stromproduktion und folglich der Strompreis. Die Höhe des Preisanstiegs hängt dabei von der CO₂-Intensität des Grenzkraftwerks sowie des CO₂-Preises ab.

Bei der Analyse ist festzuhalten, dass die Gesamtmenge der in die Atmosphäre entlassenen Emissionen konstant ist. Über den Emissionshandel verschiebt sich jedoch der Ort der Emission bzw. deren Minderung.

⁷ Für Deutschland siehe zum Beispiel ZuG 2012 in der aktuellen Fassung.

4 LAUFZEITVERLÄNGERUNG UND WIRKUNG AUF DIE STROMERZEUGUNG – QUANTITATIVE ANALYSE

Der Preisbildungsprozess an der Strombörse⁸ EEX kann in guter Näherung mit Hilfe eines sogenannten Fundamentalmodelles simuliert werden. Dazu wird das Bieterverhalten eines vorab definierten Kraftwerksparks für die 8760 Stunden eines Jahres im Kontext einer veränderlichen Stromnachfrage untersucht. Bei der Modellierung wird in der vorliegenden Studie vereinfachend ein vollständiger und kompetitiver Markt unterstellt. Das zur Bestimmung der Spotmarktpreise, die unter diesen Annahmen berechnet wurden, herangezogene Strommarktmodell⁹ geht erheblich über einen vereinfachenden Merit-Order-Ansatz hinaus. Es ist z.B. insbesondere dazu in der Lage, Anfah- und Abfahrkosten sowie die begrenzte Regelungsfähigkeit konventioneller Kraftwerke zu erfassen. Hierzu zählen neben maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten vor allem Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten. Das Modell, das auf Verfahren der gemischt-ganzzahligen Optimierung zurückgreift, erlaubt neben der Bestimmung der Spotmarktpreise und der zugrunde liegenden Produktionskosten, die kraftwerksscharfe Berechnung der Stromproduktion und die daraus resultierende Erlössituation. In zeitlicher Hinsicht wird der Analyserahmen durch exemplarische Stützjahre (2010, 2015, 2020, 2025, 2030) aufgespannt, die im Detail, d.h. mit stündlicher Auslösung, analysiert werden.

Um die Wirkung der Laufzeitverlängerung der bestehenden KKW zu ermitteln, werden im Folgenden zwei Kraftwerksparkscenarien verglichen:

1) Ausstieg aus der Kernenergie wie geplant („Status quo“)

Ausgehend von der ursprünglich bereits für 2009 und 2010 geplanten Abschaltung weiterer KKW (3,2 GW) stehen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes (d.h. nach dem Jahr 2010) noch KKW-Kapazitäten in Höhe von rund 17,1 GW zur Verfügung, die bis zum Stützjahr 2025 sukzessive abgebaut werden. Die Kapazitäten der übrigen konventionellen Kraftwerke orientieren sich an den öffentlich zugänglichen Informationen.¹⁰ Weiterhin wird über die Stützjahre der Ausbau der konventionellen Kraftwerkskapazität im Kohle- und Gasbereich anhand der Ankündigungen und Planungen der Betreiber abgebildet. Bestandsanlagen gehen nach einer statisch angenommenen Betriebszeit von 40 Jahren vom Netz. Aufgrund der somit unterstellten Entwicklung im Kraftwerkspark wird die durch die Abschaltung der Kernkraftwerke entstehende Lücke zunächst (d.h. zwischen 2010 und 2015) vor allem durch den Neubau von Kohlekraftwerken geschlossen. Danach erfolgt die Substitution, nicht zuletzt bedingt durch die zunehmenden Anteile erneuerbarer Energien, überwiegend durch gasgefeuerte Kraftwerke (z.B. Gasturbinen oder hocheffiziente GuD-Anlagen). Der Ausbau im Bereich der Erneuerbaren Energien (EE) wird in Übereinstimmung mit den Langfristzielen der Bundesregierung in Anlehnung an das sog. BMU-Leitszenario (Nitsch, 2008) modelliert.

⁸ Im Stromhandel kooperiert die „European Energy Exchange“ mit der französischen Powernext SA. Die EEX hält 50 Prozent an der gemeinsamen Gesellschaft EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Stromhandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt.

⁹ Eine detailliertere Beschreibung des eingesetzten Modells findet sich im Anhang.

¹⁰ Beispielsweise Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ des Umweltbundesamtes.

2) Revision des Ausstiegsbeschlusses (Laufzeitverlängerung)

Die Stromproduktion aus KKW wird bei einer derzeit verfügbaren Kapazität von ca. 20,3 GW um rechnerisch 8 Jahre verlängert. Die Abschaltungen erfolgen fortlaufend ab dem Jahr 2020 und verringern die Kapazität bis zum Jahr 2030 auf 1,3 GW. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, erfolgt die Modellierung des übrigen konventionellen Kraftwerksparks sowie des EE-Ausbaus weitestgehend gemäß dem Status quo. Eine Ausnahme davon bildet der Ausbau effizienter Erdgas-GuD-Anlagen, der bedingt durch die mittelfristig vorhandenen Überkapazitäten erst im Jahr 2025 einsetzt.

Zur Simulation der stündlich fluktuierenden Last mit den typischen Schwankungen, die zwischen Tag und Nacht, zwischen den Werktagen und den Wochenenden und im Jahresverlauf auftreten, wird der typische Lastgang eines ganzen Jahres herangezogen. Über die Stützjahre wird ein konstanter Verbrauch von 565 TWh unterstellt. Die Einspeisung der erneuerbaren Energien wird für die verschiedenen Technologien anhand der geplanten Kapazitäten stündlich simuliert und wegen der vorrangigen Einspeisung vom ursprünglichen Lastvektor abgezogen. Die verbleibende Nachfrage (rote Kurve in Abbildung 5) wird vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt.

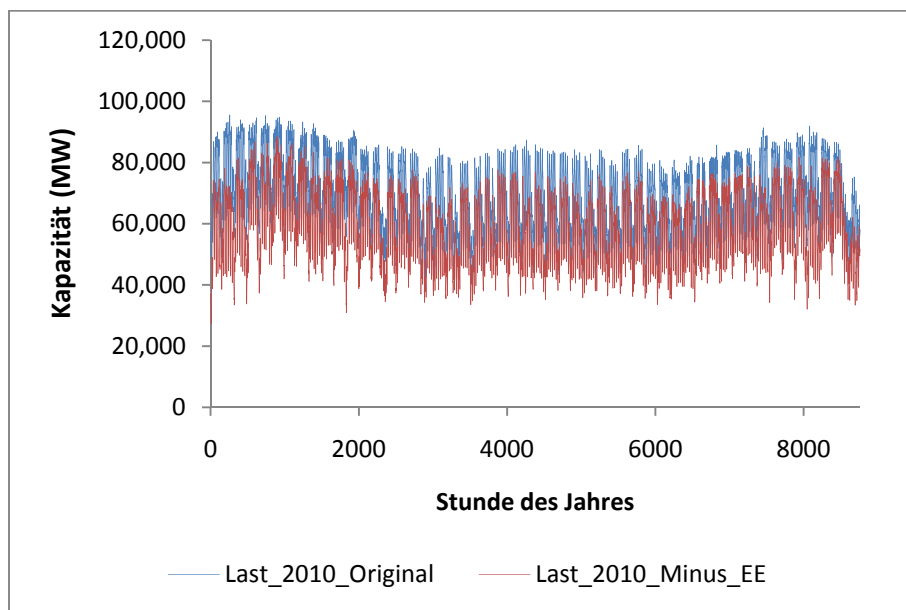


Abbildung 5: Die blaue Kurve zeigt den Lastverlauf, der für das Jahr 2010 unterstellt wurde. Nach Abzug der Einspeisung aus dem Bereich der erneuerbaren Energien ergibt sich die rote Kurve.

Die exogen bestimmten und in das Modell einfließenden realen Brennstoff- und CO₂-Preise (in Geldeinheiten von 2005) gehen vom heutigen Niveau aus. Für den weiteren Verlauf über die Stützjahre wird ein mäßiger Anstieg unterstellt.

4.1 Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Strompreise

Die Ergebnisse (Abbildung 6) zeigen quantitativ die Größenordnung der theoretischen Ausführungen aus Kapitel 3.1 zum direkten Preiseffekt. Im Vergleich zum „Status quo“-Szenario sinken die mittleren Spotpreise im Falle einer Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke. In Abbildung 6 sind

die preislichen Auswirkungen auf den Strommarkt für die ersten und letzten beiden Stützjahre dargestellt. Die vermiedene Abschaltung von KKW mit einer Kapazität von rund 3,2 GW, die gemäß der derzeit noch gültigen Rechtslage bereits in Kürze abgeschaltet werden müssten, bewirkt bereits eine Preisdämpfung um etwa 8 % (4 €/MWh), was 0,4 ct/kWh bezogen auf den Stromgroßhandelspreis entspricht.

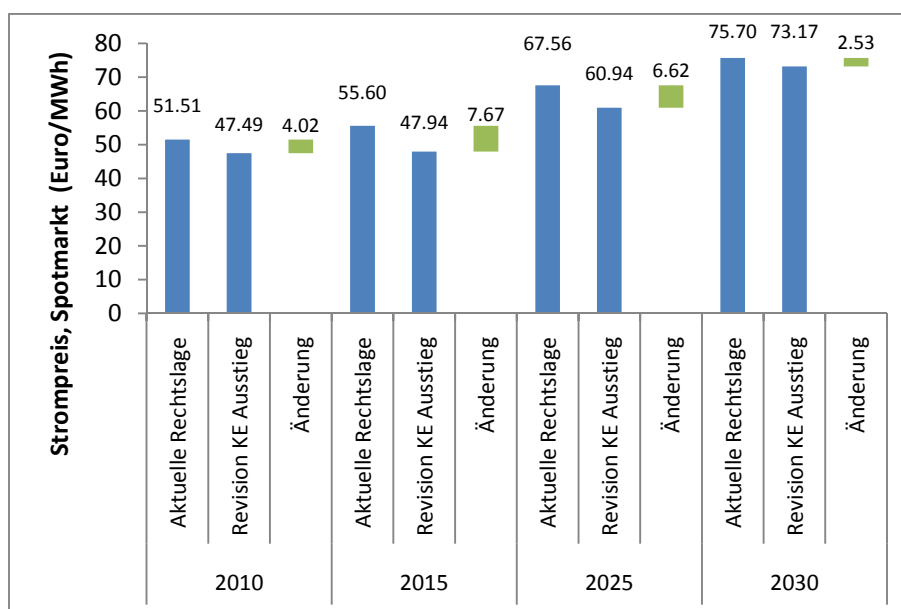


Abbildung 6: Darstellung der mittleren Spotpreise für die Jahre 2010, 2015, 2025 und 2030

Ab dem Jahr 2015 steht der Erzeugerseite gemäß der aktuellen Rechtslage nur noch etwa die Hälfte der ursprünglichen KKW-Leistung zur Verfügung. Dementsprechend vergrößert sich die Preisschere gegenüber der Revision des Kernenergieausstiegs auf ca. 14 % (7 €/MWh). In 2025 beträgt der Kapazitätsüberhang durch die Laufzeitverlängerung trotz des im Vergleich zum „Status quo“ aufgeschobenen Zubaus an effizienten Gaskraftwerken noch etwa 5,2 GW. Daraus resultiert ein um 10 % (6,62 €/MWh) niedrigerer Spotpreis im Revisionsszenario. Bis zum Jahr 2030 reduziert sich der Kapazitätsunterschied auf ca. 1,3 GW, wodurch sich die Spotpreise in den beiden Szenarien wieder nahezu angleichen (siehe auch EWI/Prognos 2007, Matthes et al. 2009). Bezogen auf den Endkundenpreis für Privatkunden in Höhe von rd. 20 ct/kWh beträgt die relative Reduzierung zwischen 1,5 und 3 %.

Eine Quantifizierung des indirekten Effekts ist sehr schwierig. Die Emissionen aus der deutschen Stromerzeugung sind über verschiedene Instrumente in einen CO₂-Handel integriert. Die zukünftige Ausgestaltung des internationalen Systems ist aber derzeit noch äußerst ungewiss.

4.2 Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Erzeugungsstruktur

Zur Analyse der Auswirkung einer Laufzeitverlängerung auf den Einsatz einzelner Kraftwerke und damit auf die Marktanteile einzelner Unternehmen wurden sämtliche im Modellkraftwerkspark befindlichen Anlagen den folgenden vier Gruppen zugeordnet:

- a) Verbundunternehmen: Kraftwerke der vier großen deutschen Energieversorgungsunternehmen E.On, RWE, EnBW und Vattenfall Europe inkl. bekannter Zubau durch diese Unternehmen,
- b) Stadtwerke: Anlagen der kommunalen Versorgungsunternehmen,
- c) Zubau: unterstellter Zubau konventioneller Anlagen ohne Zuordnung zu einem Unternehmen
- d) Andere (wie z. B. Evonik, etc.)

Für die ersten Stützjahre verteilt sich die Erzeugung (gemessen in TWh) wie aus Abbildung 7 zu ersehen ist zu 78,9 % auf die Verbundunternehmen. Den übrigen Markt teilen sich die Stadtwerke (10,7 %) und Andere (10,3 %) zu etwa gleichen Teilen. Im „Status quo“ können sich die relativ jungen Anlagen der Stadtwerke im Mittellastbereich weitgehend behaupten. Der relative Marktanteil der Stadtwerke sinkt durch Stilllegungen dennoch auf 8,2 % in 2025.

Der Abschaltung der Kernenergie bis 2025 sowie die Stilllegung alter Kohlekraftwerke der Verbundunternehmen reduziert deren Marktanteil auf rund 53 % im Jahr 2025. Die vor allem ab dem Jahr 2020 zu ersetzende Kapazität bietet erhöhte Chancen für einen Markteintritt für Nicht-Verbundunternehmen und damit für einen erhöhten Wettbewerb im Erzeugungsbereich.

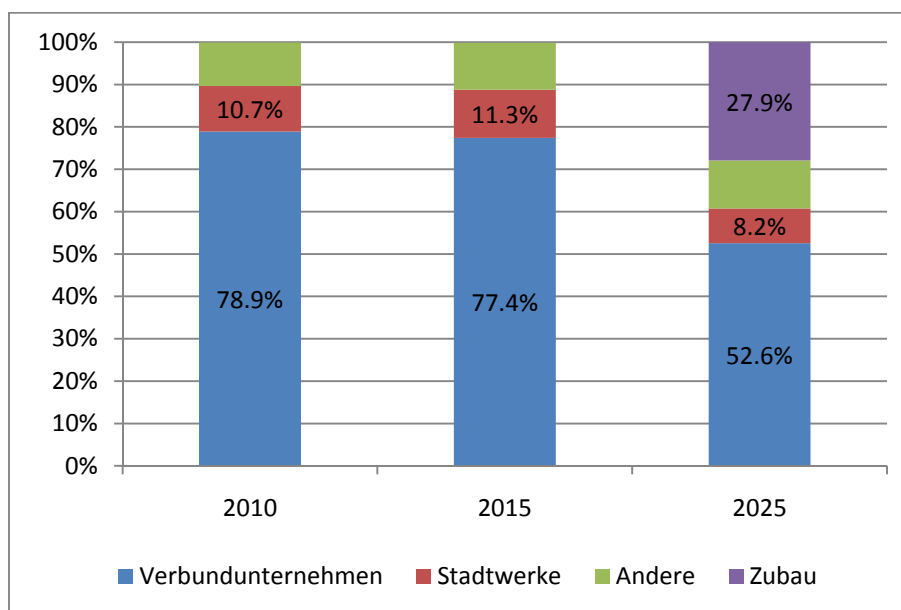


Abbildung 7: Marktanteile (Stromerzeugung) nach Unternehmenszuordnung unter Beibehaltung der aktuellen Rechtslage

Im Falle einer Laufzeitverlängerung bleibt der derzeit realisierte Marktanteil der Verbundunternehmen von etwa 80 % mindestens bis zum Jahre 2020 erhalten.

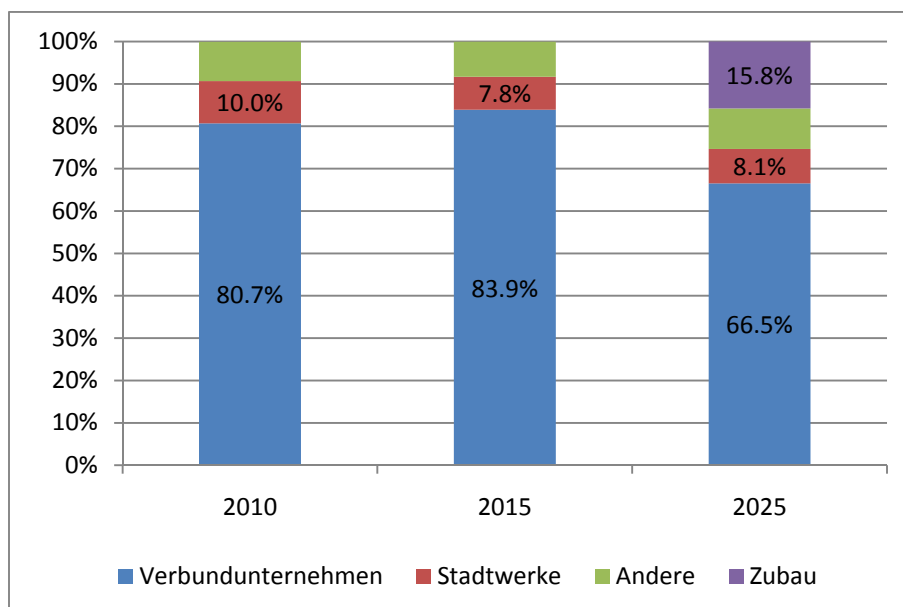


Abbildung 8: Marktanteile nach Unternehmenszuordnung bei Revision des Ausstiegsbeschlusses

Wie Abbildung 8 zeigt, werden vor allem um das Jahr 2015, also dann, wenn noch beträchtliche KKW-Kapazität im Markt vorhanden ist, im Vergleich zum „Status Quo“ Marktanteile von den kommunalen Wettbewerbern abgezogen. Ebenso reduzieren sich die Möglichkeiten für Markteintritte unabhängiger Erzeuger. Ersatzinvestitionen werden generell erschwert. Chancen durch den Zubau neuer Kapazitäten ergeben sich im Vergleich zum „Status quo“ in signifikanter Höhe erst wieder nach 2025.

Nach der Betrachtung der Marktanteile zeigt die folgende Abbildung 9 die Entwicklung der installierten Kapazität für die jeweilige Unternehmensgruppe in absoluten Zahlen.

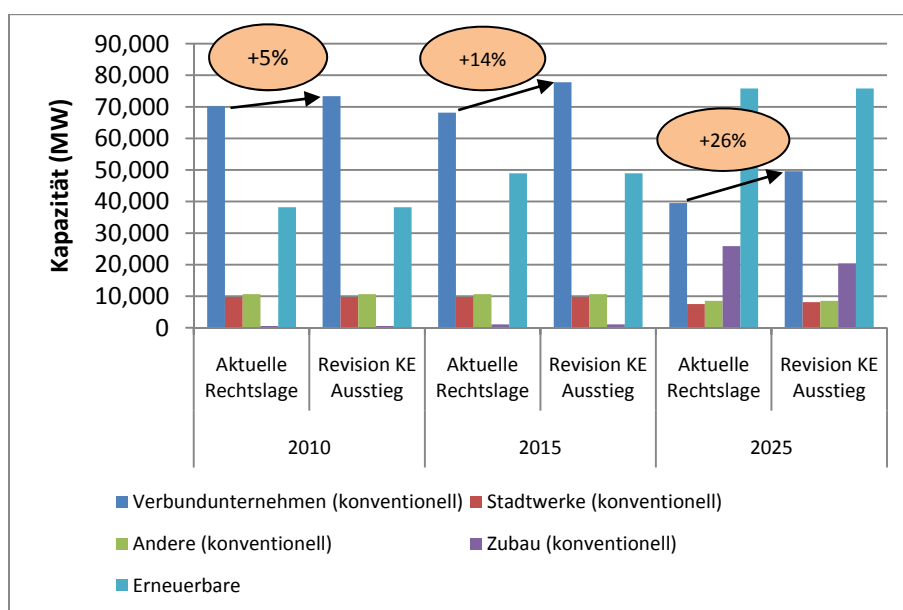


Abbildung 9: Installierte Kapazität nach Erzeugern

Die Laufzeitverlängerung hat somit eine deutliche Auswirkung auf die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt. Dies bestätigt auch ein Blick auf den absoluten Zuwachs der erzeugten Strommengen (Abbildung 10). Gegenüber dem „Status quo“ steigt die Strommenge der Verbundunternehmen in 2010 von 376,2 TWh auf 384,6 TWh (+2 %). In 2015 kann deren produzierte Strommenge von 352,6 TWh auf 382,2 TWh ausgeweitet werden (+8 %). Während bei der bestehenden Rechtslage um das Jahr 2022 der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland abgeschlossen ist, würde der Großteil der KKW-Kapazität im Revisionsfall noch weiter produzieren. Dementsprechend sind die Wettbewerbsauswirkungen zwischen 2020 und 2030 am höchsten. Die Strommengendifferenz zwischen beiden Szenarien beträgt nunmehr 27 % (194,8 TWh zu 246,6 TWh).

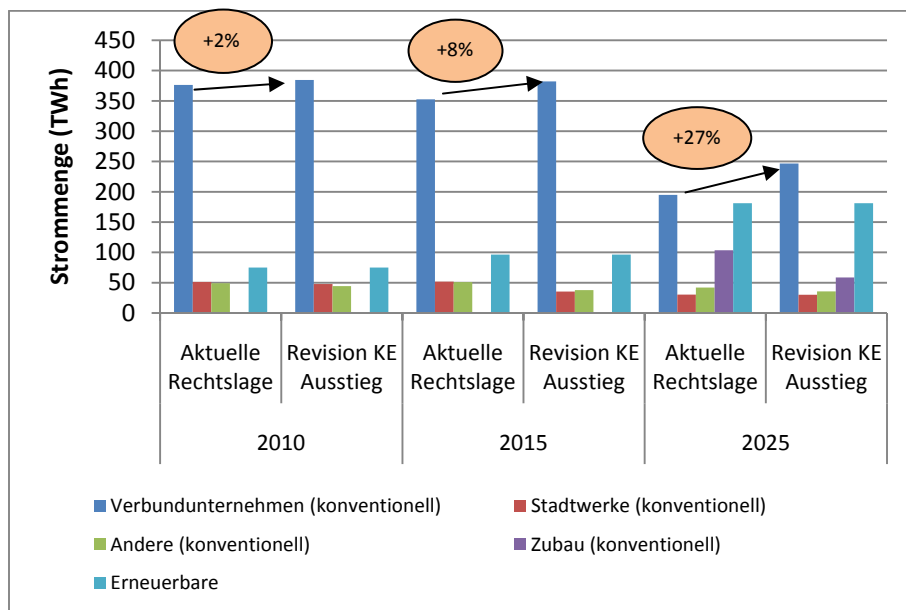


Abbildung 10: Strommenge nach Erzeugern

Die Analyse der Auswirkungen der Laufzeitverlängerung auf die relativen Marktanteile bzw. absolut erzeugten Strommengen erfolgt unter der Ungewissheit, wer insbesondere ab 2015 den jeweiligen Zubau durchführt. Um die Effekte dieser Ungewissheit abschätzen zu können, werden zwei Extrembetrachtungen herangezogen.

In Abbildung 11 wird unterstellt, dass der gesamte Zubau von den Verbundunternehmen durchgeführt wird. Da sich der Zubaumarkt erst nach 2020 dynamisch entwickelt, fällt der Effekt für die Verbundunternehmen bis 2020 nur marginal aus. Die Zuwächse entsprechen in etwa denen ohne einen Kraftwerkszubau. Signifikante Auswirkungen treten nach 2025 ein. Im Falle des „Status quo“ könnten die Verbundunternehmen bei wegfallenden KKW-Kapazitäten ihren Marktanteil über den Zubau bei rund 80 % (ca. 298 TWh) stabilisieren. Der geringer ausfallende Zubau kann bei der Revision des Ausstiegsbeschlusses durch die KKW-Kapazitäten mehr als kompensiert werden. Im Vergleich zum „Status quo“ können 305 TWh (+2 %) erzeugt werden.

Demgegenüber zeigt Abbildung 12 den Mengeneffekt, wenn der gesamte Zubau von den Stadtwerken realisiert wird. Die durch die zusätzliche Erzeugung in KKW verdrängten Strommengen stehen für die zubauwilligen kommunalen Erzeuger nicht mehr zur Verfügung. Ihre Marktanteile würden ab 2015 um ein Drittel einbrechen. Davon betroffen sind zum einen die unterlassenen Neuinvestitionen als Ersatz der KKW-Kapazitäten als auch unterausgelastete Bestandsanlagen.

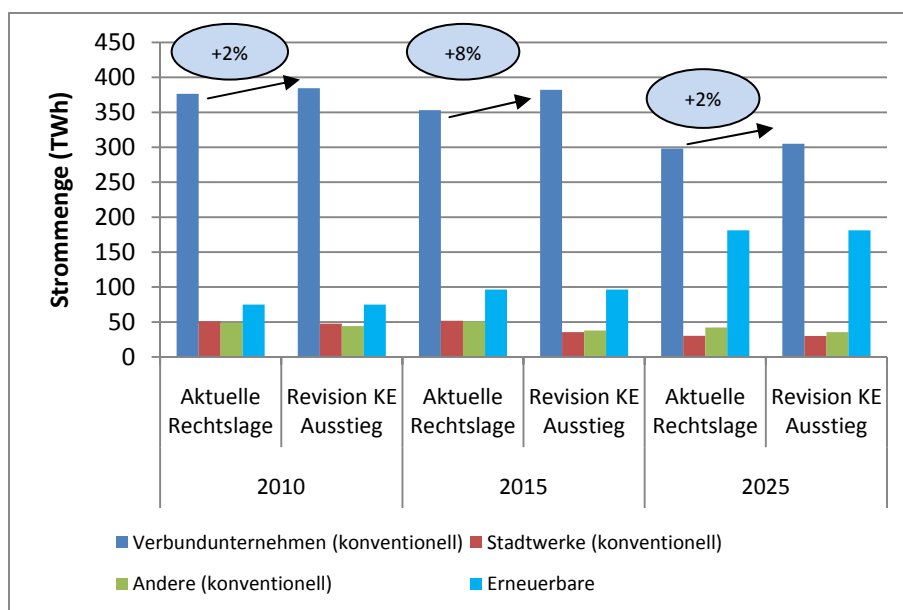


Abbildung 11: Strommenge nach Erzeugern – Zuordnung des Zubaus (konventionell) zu den Verbundunternehmen

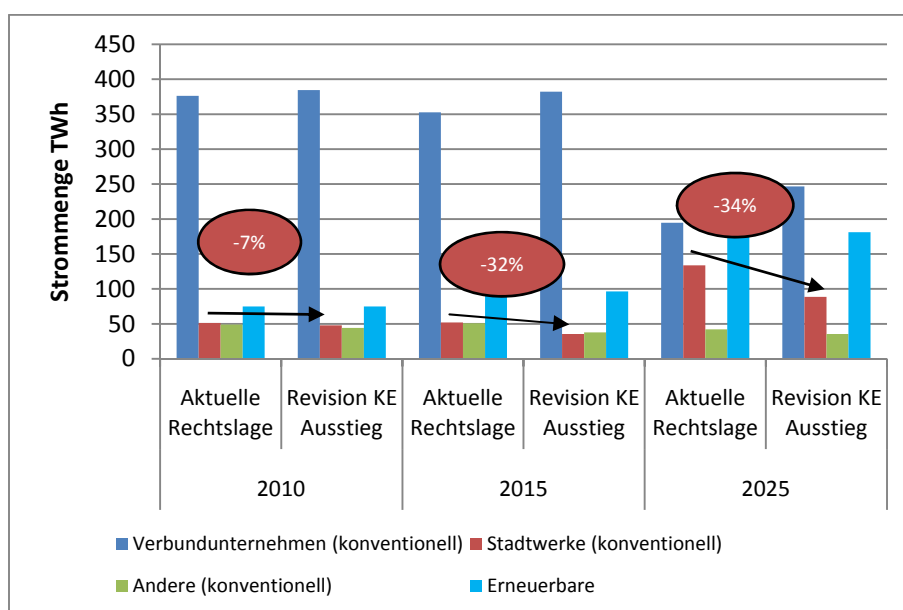


Abbildung 12: Strommenge nach Erzeugern – Zuordnung des Zubaus (konventionell) zu den Stadtwerken

4.3 Bestandsanlagen

Die Zusammenführung der bisher beschriebenen Preis- und Mengeneffekte in der folgenden Gewinnbetrachtung zeigt eine ambivalente Entwicklung. Durch die technologiespezifische Erhöhung der Erzeugungskapazität bei KKW entstehen zusätzliche Gewinne. Bei konstantem Strombedarf verlieren andere Marktteilnehmer an Erzeugungsleistung an die KKW. Für die Untersuchung der Auswirkung der Laufzeitverlängerung im Strommarkt werden folglich die Gewinne der KKW-Betreiber sowie die Verluste der Marktteilnehmer im verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark untersucht.

a) Auswirkungen auf die Ertragslage der Verbundunternehmen

Unter Beibehaltung der bestehenden Rechtslage sinken die Erlöse durch den in KKW erzeugten Strom aufgrund der Abschaltung weiterer Kernenergieanlagen ab 2010 bis zum Jahr 2024 sukzessive ab (Abbildung 13). Durch die Ausweitung der Erzeugung im Falle der Revision des Ausstiegsbeschlusses fallen gegenüber dem „Status quo“ in den KKW zusätzliche Erlöse bis zum Jahr 2030 an. Die jährlich zu erwartenden Deckungsbeiträge von etwa 5,3 Mrd. EUR ab 2010 können durch steigende Großhandelspreise auf rund 5,6 Mrd. EUR in 2020 gesteigert werden. Mit dem Abbau der Erzeugungsleistung aus KKW in den 2020er Jahren sinken die Deckungsbeiträge dann um etwa 0,5 Mrd. EUR pro Jahr bis zur Abschaltung des letzten verbliebenen KKW ab.

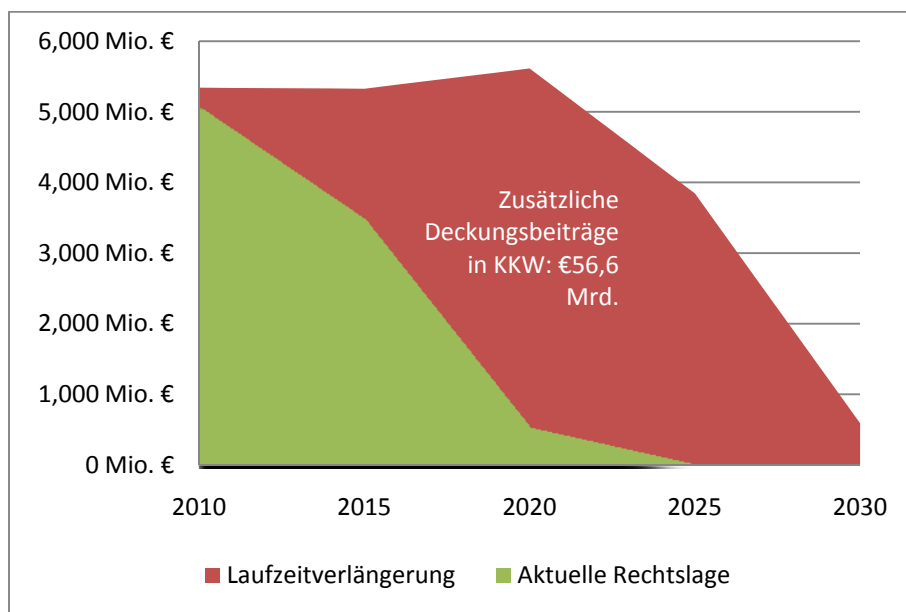


Abbildung 13: Zusätzliche Deckungsbeiträge (nicht diskontierte Werte) durch Stromerzeugung in KKW: Aktuelle Rechtslage vs. Revision

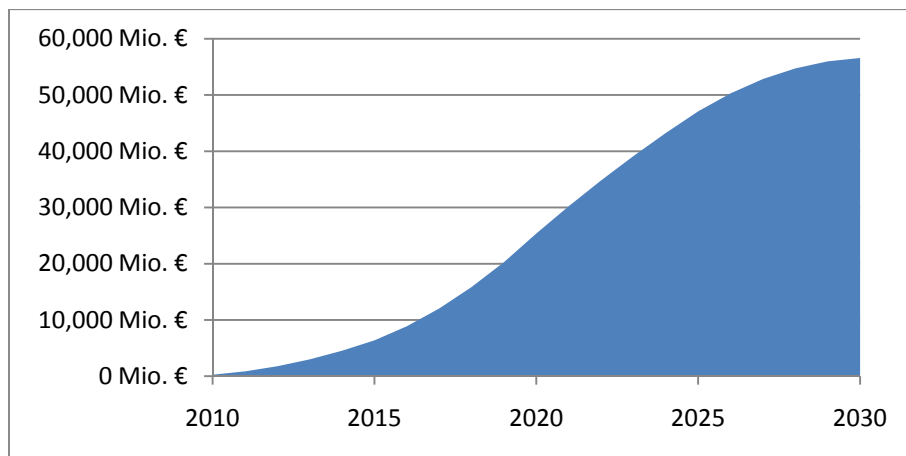


Abbildung 14: Zusätzliche Deckungsbeiträge (kumuliert, nicht diskontiert) der KKW-Betreiber bei Laufzeitverlängerung

Die Kumulation der zusätzlichen Deckungsbeiträge (nicht diskontiert) führt über den gesamten Betrachtungszeitraum zu einem Mehrertrag im Strommarkt für die KKW-Betreiber von 56,6 Mrd. EUR (Abbildung 14).

Die Analyse der Wirkung einer Laufzeitverlängerung auf die Strompreise in Kapitel 4.1 zeigte ein Absinken des Stromgroßhandelspreises um 10 % bis 14 % auf mittelfristige Sicht. Dies bewirkt zwei Effekte. Zum einen schmälert es die Ertragslage der Kraftwerke in der Merit-Order, die in der jeweiligen Stunde zur Erzeugung herangezogen werden. Kraftwerke mit höheren Grenzkosten als dem gesunkenen Preis kommen erst gar nicht zum Einsatz. Betroffen sind vor allem erdgasbefeuerte Mittellastkraftwerke. Werden nun beide Szenarien ertragsmäßig gegenübergestellt, wird ersichtlich, dass die Gewinne im konventionellen Kraftwerkspark der Verbundunternehmen um etwa 23,4 Mrd. EUR geringer ausfallen (Abbildung 15).

Der Kurvenverlauf der Gewinnabweichung korrespondiert mit der Differenz der Spotmarktpreise zwischen den beiden Szenarien. Je größer der Preisunterschied, desto größer fällt die Gewinnabweichung aus. In dieser Zahl sind bereits „Kannibalisierungseffekte“ der Kernkraftwerke enthalten. Der Effekt beschreibt die Tatsache, dass KKW, die planmäßig früh abgeschaltet werden (wie z. B. Brunsbüttel), bei einer Laufzeitverlängerung zu einer Strompreissenkung führen, von der auch alle KKW, die planmäßig später abgeschaltet werden, in Form geringerer Erlöse betroffen sind. Dem Kraftwerk Neckerwestheim 2, das planmäßig als letztes abgeschaltet wird, stehen somit innerhalb der noch während der jetzt gültigen Rechtslage zugelassenen Laufzeit geringere Deckungsbeiträge zur Verfügung als dies ohne eine Revision der Fall wäre.

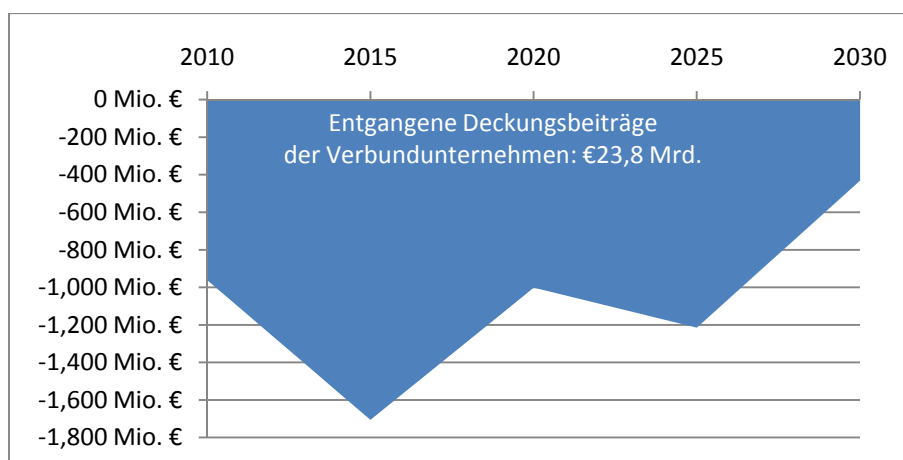


Abbildung 15: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark (konventionell) der Verbundunternehmen

b) Auswirkungen auf die Ertragslage der anderen Marktteilnehmer (Stadtwerke, Andere, Zubau)

Der Kraftwerkspark der anderen Marktteilnehmer (hier definiert als Stadtwerke, Andere, der Kategorie „Zubau“) besteht im Wesentlichen aus kohle- und erdgasbefeuerten Mittellastkraftwerken sowie erdgasbefeuerten Gasturbinen zum Einsatz in der Spitzenlast. Bei einer Verlängerung der Laufzeiten der KKW entstehen durch eine Verdrängung von kostenintensiveren Kraftwerken sowie durch fallende Stromgroßhandelspreise geringere Erträge. Verglichen mit dem „Status quo“ fallen die Gewinne der Stadtwerke um 3,2 Mrd. EUR geringer aus. Die unabhängigen Erzeuger verlieren 3,7 Mrd. EUR. (Abbildung 16 und Abbildung 17)

Weiterhin können im Vergleich zum geltenden Ausstiegsbeschluss zusätzliche Marktanteile durch Investition in den Zubau neuer Kraftwerke nicht genutzt werden (siehe Kapitel 4.2). Hiervon betroffen ist im Besonderen der mittelfristige Zeitrahmen von 2015 - 2025. Der Verdrängungseffekt im Zubaubereich summiert sich auf 9,4 Mrd. EUR (Abbildung 18).

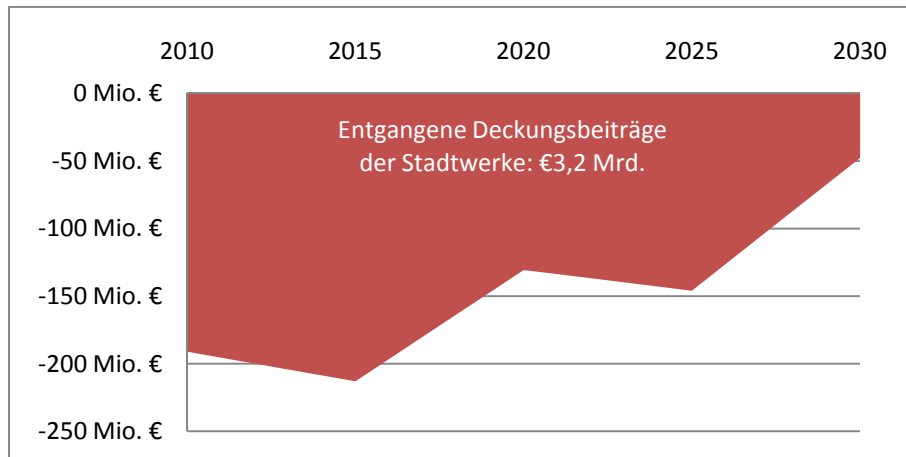


Abbildung 16: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark der Stadtwerke

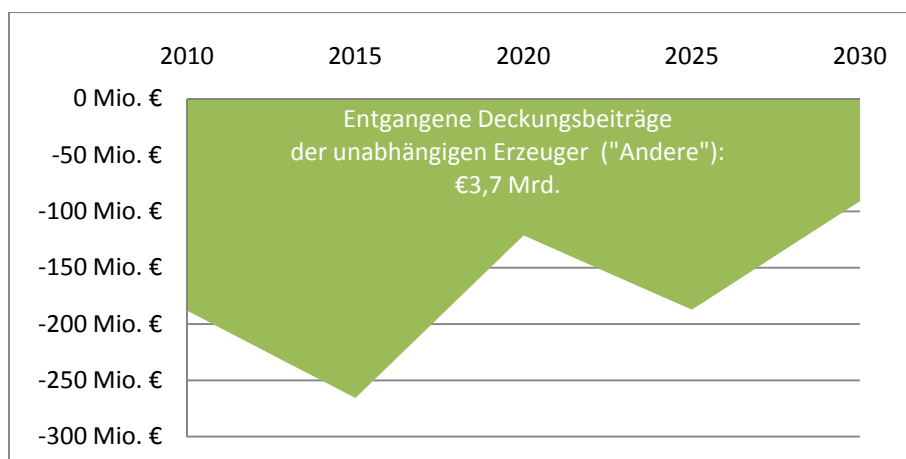


Abbildung 17: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark „Andere“

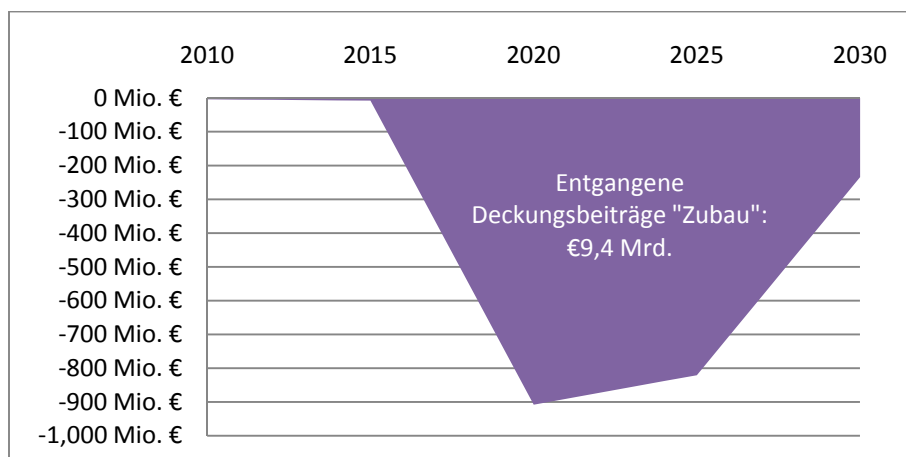


Abbildung 18: Entgangene Deckungsbeiträge im Bereich „Zubau“

Die entgangenen Deckungsbeiträge der Verbundunternehmen und anderer Marktteilnehmer kumulieren sich über den Analysezeitraum auf ca. 40,1 Mrd. EUR. Von den zusätzlichen Gewinnen der KKW-Betreiber verbleiben als Nettoeffekt einer Laufzeitverlängerung bei alleiniger Betrachtung des Strommarktes (d.h. ohne Berücksichtigung der Investitionskosten im Bereich des Zubaus) noch 16,5 Mrd. EUR verteilt über den Zeitraum bis 2030, d.h. durchschnittlich 825 Mio. pro Jahr.

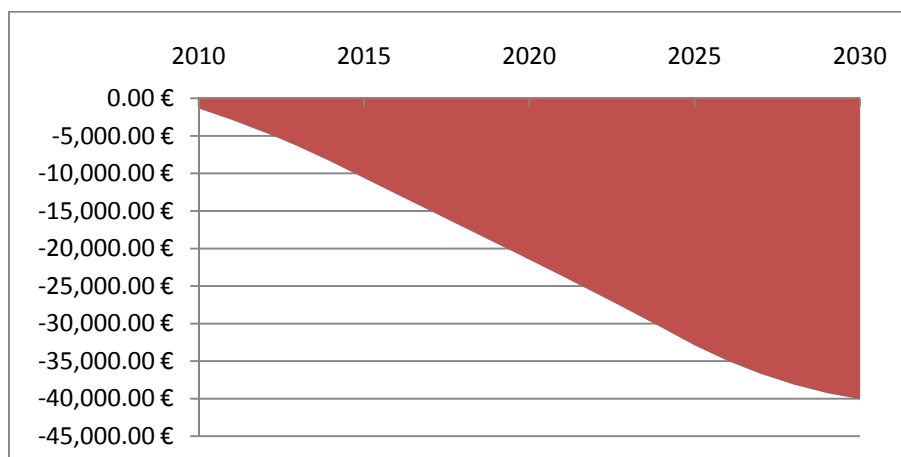


Abbildung 19: Entgangene Deckungsbeiträge aller Marktteilnehmer bei Laufzeitverlängerung

4.4 Neuanlagen

Die Wirkung einer möglichen Verlängerung der Restlaufzeiten auf Neuanlagen leitet sich aus zwei Aspekten ab:

1. Bedarf an verbleibender neuer Kapazität,
2. reduzierte Großhandelspreise.

Es ist offensichtlich, dass bei einer Verlängerung der Restlaufzeiten der Bedarf an neuen Kraftwerken (Ersatzanlagen) verringert wird. Unklar ist auf welche Art von Anlagen dabei verzichtet wird (siehe hierzu nächster Abschnitt).

Die zuvor dargestellte Reduktion des Großhandelspreises beeinflusst dagegen - unabhängig vom tatsächlichen Bedarf – die wirtschaftlichen Anreize für den Bau neuer Anlagen, da der Großhandelspreis den durchschnittlichen Erlösen der Anlagenbetreiber entspricht.

4.4.1 Konventionelle Anlagen (inkl. KWK)

Die Rahmenbedingungen für den Bau neuer konventioneller Kraftwerke sind derzeit nicht besonders gut. Es fällt den Betreibern immer schwerer, neben den variablen Kosten auch ihre Fixkosten (insb. Kapitalkosten) am Markt zu verdienen. Immer öfter wird daher auch die Forderung nach einer Anpassung des Marktdesigns (z.B. durch Einführung von Kapazitätsmärkten laut Joskow 2006, Ockenfels 2008, Bode et al. 2009).

Unabhängig von diesem grundsätzlichen Problem verdient dieser Aspekt Aufmerksamkeit, wenn durch eine Verschiebung der Anreizstrukturen andere Politikziele beeinflusst werden. Dies könnte insbesondere beim Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) der Fall sein.

Im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm“ hat die vorherige Bundesregierung zum einen festgestellt, dass die CO₂-Minderung durch den Ausbau der KWK nicht im erforderlichen Umfang stattgefunden hat und zum anderen das Ziel festgelegt, die Stromproduktion in hocheffizienten KWK-Anlagen von derzeit ca. 12 % auf 25 % bis 2020 zu erhöhen. Der Bau neuer Anlagen ist dabei ein Baustein für die Zielerreichung. Nach der letzten Änderung vom 21. August 2009 heißt es:

„Zweck des Gesetzes ist es, einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent durch den befristeten Schutz, die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), [...]im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten.“ (§ 1 KWKG)

Der Bau neuer KWK-Anlagen steht zurzeit ohnehin regelmäßig an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Müssen potenzielle Investoren neuer KWK-Anlagen im Falle einer Laufzeitverlängerung mit geringeren Strompreisen und damit geringeren Erlösen rechnen, kann das geplante Vorhaben zum Scheitern führen. Die Politik wäre dann gezwungen, entweder das aktuelle Ausbauziel für KWK nach unten zu revidieren oder aber durch Erhöhung der Förderung entsprechende Anreize zum Ausbau zu schaffen.

4.4.2 Erneuerbare Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgte in der Vergangenheit im Wesentlichen unter dem Stromeinspeisegesetz bzw. dem heutigen EEG. Allerdings gab es in der Vergangenheit aufgrund der tendenziell steigenden Strompreise immer häufiger Anreize, auf die Vergütung aus dem EEG zu verzichten und stattdessen den Strom selbst zu vermarkten. Geringere Strompreise könnten den Ausbau der erneuerbaren Energien gegenüber dem Festhalten am Ausstieg in zweierlei Weise beeinflussen:

- a) Je öfter der Strompreis in einzelnen Stunden oberhalb der EEG-Vergütung liegt, desto mehr haben Investoren Anreize, in EE-Anlagen zu investieren. Sinkt nun der Preis durch eine Verlängerung der Restlaufzeiten, könnten diese Anreize verringert werden. Infolgedessen könnte der Ausbau der erneuerbaren Energien verlangsamt werden.
- b) Für bestimmte Anlagentypen steht bereits heute fest, dass sie einen Teil ihrer Kapitalkosten über die Vermarktung am Markt decken müssen. So gilt beispielsweise für Offshore-Windanlagen, dass diese zum einen eine Grundvergütung von 3,5 ct/kWh bekommen, zum anderen für die ersten 12 Jahre eine Anfangsvergütung von 13 ct/kWh. Nach Ablauf der Anfangsvergütung ist eine direkte Vermarktung zwangsläufig, um das Investment rentabel zu machen. Sinken nun die Strompreise durch die Laufzeitverlängerung, werden Offshore-Windprojekte tendenziell unrentabel. Die konkreten Änderungen bei der Wirtschaftlichkeit hängen natürlich von der konkreten Ausgestaltung der Laufzeitverlängerung ab. Auch ist zu bedenken, dass dieser Effekt aufgrund der bei Investitionsentscheidungen im Allgemeinen vorgenommenen Diskontierung zukünftiger Einnahmen und Ausgaben an Bedeutung verliert.

Ein anderer Aspekt ist die Direktvermarktung. Der Koalitionsvertrag sieht an verschiedenen Stellen vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien marktfähig zu machen, d.h. ohne eine För-

derung unter dem EEG wirtschaftlich betreiben zu lassen. Zwar wird zurzeit diskutiert, ob dies langfristig überhaupt möglich ist (Bode 2008), aber selbst für die kurz- und mittelfristige Perspektive lässt sich ableiten, dass eine Direktvermarktung bei geringeren Strompreisen schwieriger wird. Sollte in diesem Zusammenhang auf Prämienzahlungen gesetzt werden, so müssten die entsprechenden Prämien höher ausfallen, um das gleiche Ziel hinsichtlich der Menge des direktvermarkteten Stroms zu erreichen. Auch hier gilt, dass eine mögliche Zielverfehlung ohne Anpassung der Rahmenbedingungen nicht per-se gegen eine Laufzeitverlängerung spricht, allerdings sollte sich die Bundesregierung der Wechselwirkungen bzw. Zielkonflikte bewusst sein.

5 HANDLUNGSOPTIONEN DER POLITIK ZUR BEEINFLUSSUNG DER WIRKUNG EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG AUF DIE STROMERZEUGUNG

Die genannten geringeren Strompreise sind für die Verbraucher grundsätzlich positiv, für die Stromerzeuger ohne KKW-Anlagen negativ, da sie entweder die Erlöse bestehender Anlagen mindern oder die Anreize für den Bau neuer Anlagen senken. Eine direkte Beeinflussung der letztgenannten Effekte durch die Politik in Form einer, wie auch immer gearteten, Erhöhung des Strompreises wird im Folgenden nicht als relevante Option betrachtet, da sie im Wesentlichen zu einem Vermögens-transfer von Verbrauchern zu Erzeugern führen würde.

Vielmehr könnten mögliche Kompensationen für bestehende Anlagen aus den abgeschöpften Einnahmen der zusätzlichen Gewinne der KKW bestritten werden. Auch eine Erhöhung der Anreize zum Bau neuer Anlagen (z. B. Erhöhung der KWK-Prämie) könnte aus solchen Mitteln bestritten werden. Somit beschränken sich die relevanten Felder für die Politik auf folgende zwei Aspekte:

1. Partielles Abschöpfen der zusätzlichen Gewinne bei den KKW-Betreibern (Herstellung des im Koalitionsvertrag angesprochenen Vorteilsausgleichs),
2. Verhinderung von Wettbewerbseffekten, die sich durch das Absinken der Marktanteile der Nicht-Verbundunternehmen bzw. durch die Behinderung der Ausweitung der Marktanteile aufgrund des nur noch begrenzt möglichen Zubaus ausdrückt (Vermeidung von Nachteilen für Dritte).

Zur Verfolgung dieser Ziele werden im energiepolitischen Raum derzeit im Wesentlichen folgende Instrumente diskutiert:

1. Angebotsseitige Belastung,
2. Sondergewinnsteuer oder -abgabe,
3. Verkauf von ganzen Kernkraftwerken oder Kraftwerksscheiben,
4. Kraftwerksstilllegung.

Wie nachfolgend gezeigt wird, wirken die Instrumente unterschiedlich auf die beiden Ziele (Vorteilsausgleich und die Vermeidung von Nachteilen für Dritte). Dabei sei betont, dass die erzielte Wirkung im Fokus der Analyse steht und nicht etwa die genaue Bezeichnung des Instruments. Für alle Instrumente ist festzuhalten, dass sie entsprechend des Koalitionsvertrags in Abstimmung mit den jetzigen Betreibern der KKW implementiert werden müssen. Insofern eine Laufzeitverlängerung indirekt auch auf Dritte wirkt, sollten auch diese in die Festlegung des Umsetzungspfades einbezogen werden.

5.1 Angebotsseitige Belastung (Input- oder Output)

Bei einem auf das Angebotsverhalten wirkenden Instrument (z.B. in Form einer Kernenergieeinspeisegebühr in Höhe von xx Euro pro MWh) stellt sich die Frage nach dessen Höhe. Tendenziell sind zwei Extreme denkbar (siehe auch (Bode, 2005)):

1. Untere Schwelle:

Eine untere Schwelle kann durch die Differenz der Grenzkosten des teuersten KKW und des günstigsten (=modernsten) Braunkohlekraftwerks definiert werden (vgl. Δ in Abbildung 20). Solange die Belastung unter dieser Differenz bleibt, kommt es zu keiner Änderung der Einsatzreihenfolge der

Kraftwerke. Die Kosten der Stromerzeugung in KKW würden zwar steigen, die KKW würden aber durch die Kostenerhöhung nicht von kostengünstigeren Kohlekraftwerken verdrängt werden.

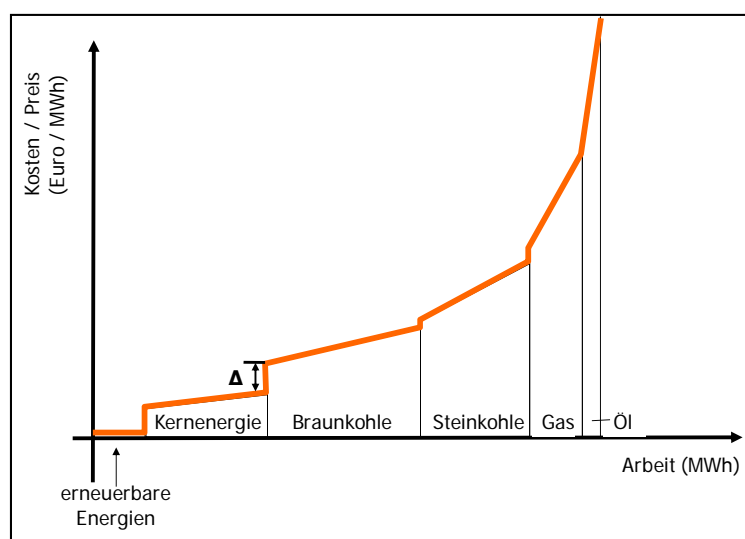


Abbildung 20: Untere Schwelle für eine angebotsseitige Belastung

2. Obere Schwelle:

Eine obere Schwelle kann durch die Differenz der Grenzkosten des teuersten KKW und dem höchsten Strompreis (in einer Stunde) eines Jahres beschrieben werden (vgl. Δ in Abbildung 21). Bei diesem Ansatz würde die Abschöpfung in dieser *einzelnen* Stunde zwar maximiert werden, gleichzeitig würden die KKW aber in den verbleibenden 8759 Stunden mit geringerem Strompreis systematisch aus dem Markt gedrängt werden, da ihre Grenzkosten dann höher als die der anderen nicht KKW-Anlagen sind.

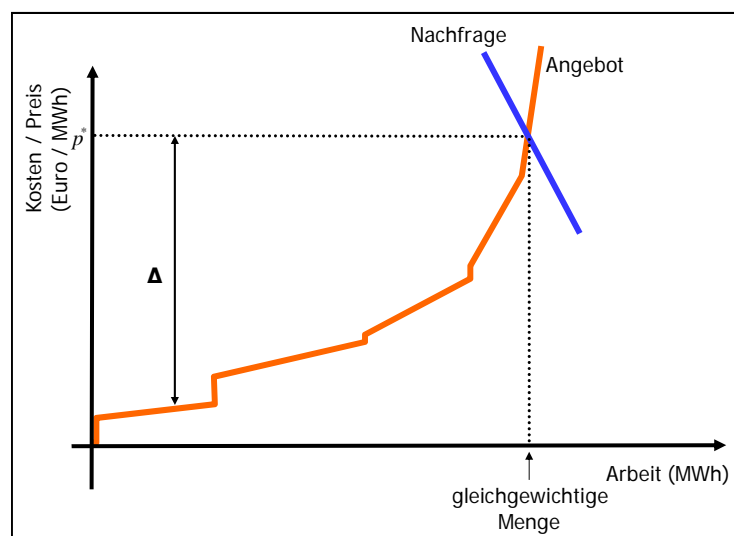


Abbildung 21: Obere Schwelle für eine angebotsseitige Belastung

Die Betrachtung der beiden Extreme zeigt, dass die Einspeisegebühr auf beide Ziele wirkt, d.h. auf die Gewinnabschöpfung und die Vermeidung von Nachteilen für Dritte. Die fossil befeuerten Kraft-

werke kommen verstärkt zum Einsatz. Die Nachteile für die Betreiber dieser Anlagen werden somit verringert. Dies wird allerdings dadurch erkauft, dass die Kernkraftwerke faktisch weniger produzieren, was der eigentlichen Idee der Laufzeitverlängerung widerspricht.

Abbildung 22 stellt die unterschiedliche Wirkungsweise noch einmal grafisch dar. Die Tatsache, dass es bei den Zielen einen Schnittpunkt gibt, bedeutet dabei nicht, dass es sich um ein Optimum handelt. Der gewünschte Grad der Zielerreichung ist exogen vorzugeben. D.h. beispielsweise, dass die angebotsseitige Belastung für die Erreichung hoher Einnahmen und einer Minimierung der Strukturverfestigung – bei gegebener zusätzlicher Reststrommenge – kein geeignetes Instrument ist.

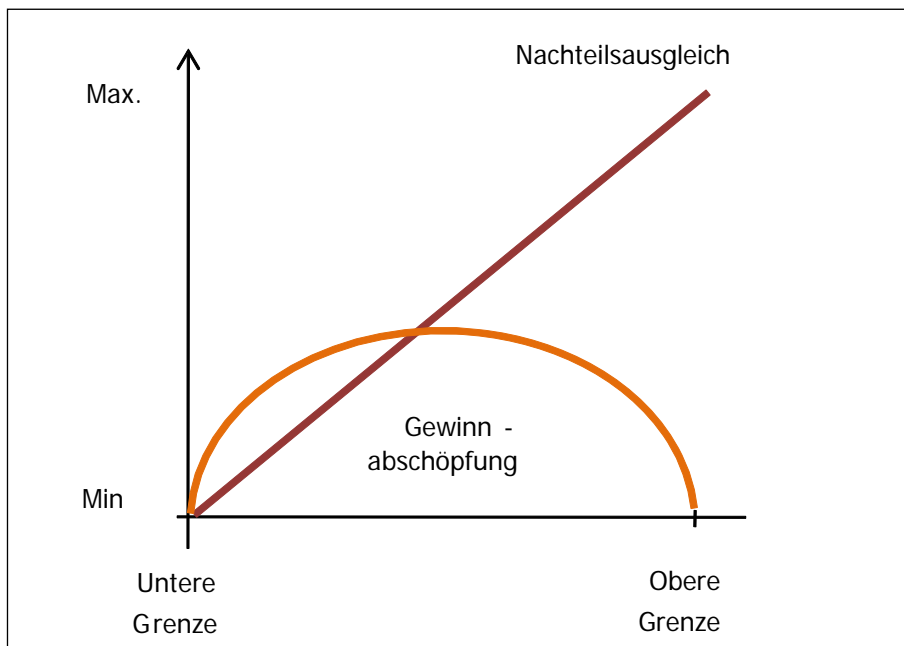


Abbildung 22: Wirkung einer Angebotsabgabe auf die Politikziele (schematische Darstellung)

Die qualitativ abgeleiteten Aussagen zur Wirkungsweise einer Angebotsabgabe sollen im Folgenden modellgestützt unterlegt werden. Dazu wird zunächst die untere Grenze einer möglichen Abgabe bestimmt, bei welcher die Grenzkosten des teuersten KKW denen des modernsten Braunkohlekraftwerks entsprechen.

Für eine untere Grenze wurden so 4 EUR pro MWh_{fuel} ermittelt. Bei einem mittleren Wirkungsgrad der KKW von etwa 33 % bedeutet ein solches Instrument eine Erhöhung der Grenzkosten der KKW um rund 12 EUR pro MWh bzw. eine theoretische Erhöhung des Strompreises um 1,2 ct je kWh. Da die übrigen Brennstoffpreise für Kohle und Erdgas im Zeitverlauf steigen, wurde auch die untere Grenze für jeden untersuchten Tarif stufenartig angehoben. Um sich der theoretisch möglichen oberen Grenze (Maximum der den Aspekt der Gewinnabschöpfung darstellenden Kurve in Abbildung 22) zu nähern, wird der Eingangstarif (Tarif_01) schrittweise um 3 EUR je MWh_{fuel} angehoben. Für diese Studie konnten so insgesamt fünf verschiedene Verläufe einer angebotsseitigen Belastung analysiert werden (Abbildung 23).

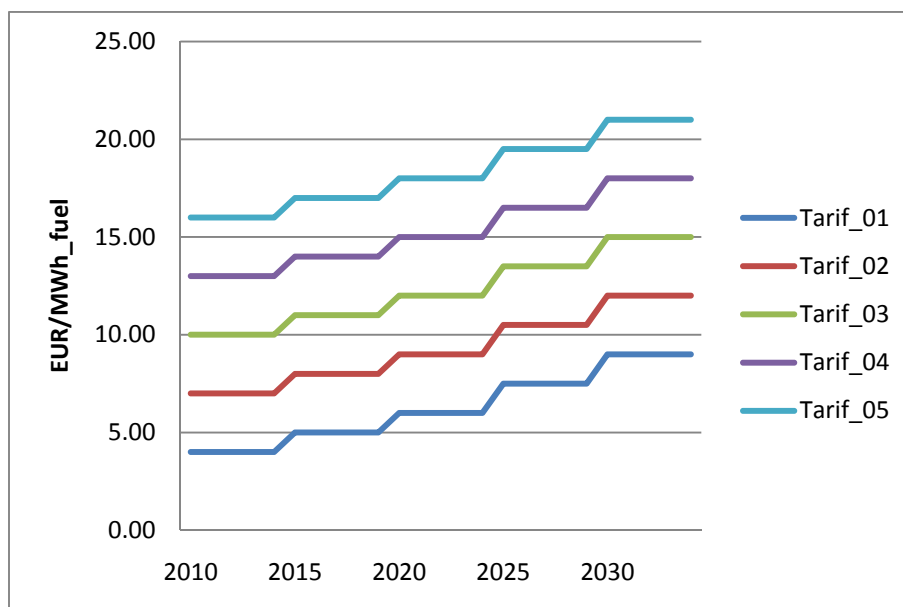


Abbildung 23: Untersuchte Tarife für eine angebotsseitige Belastung

Die monetäre Belastung aus diesem Instrument steigt je nach gewähltem Tarif sukzessive an (Abbildung 24). Für die Ermittlung der Bemessungsgrundlage wurden die derzeit noch bestehenden Reststrommengen der einzelnen KKW begünstigend in Ansatz gebracht. Kollisionen mit dem derzeitigen Steuerrecht im Hinblick auf konkurrierende Steuerarten oder verfassungsrechtliche Fragen wurden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

Für die untere Grenze (Tarif_01) addiert sich die Belastung über den Betrachtungszeitraum 2010 - 2034 auf bis zu 25,8 Mrd. EUR (nicht diskontiert). Die Strommenge aus KKW beträgt für diesen Tarif über den gesamten Betrachtungszeitraum ca. 2.520 TWh. Die Belastung erhöht sich bis zum Tarif_04 auf 41,9 Mrd. EUR. Dies entspricht nahezu 75 % der zuvor (Kapitel 4.3) ermittelten zusätzlichen Gewinne in KKW in Höhe von 56,6 Mrd. EUR. Parallel dazu werden KKW jedoch schrittweise aus dem Markt gedrängt. Die erzeugte Strommenge sinkt mit steigendem Steuersatz über den gesamten Untersuchungszeitraum um fast 500 TWh, d.h. etwa 21 TWh pro Jahr.

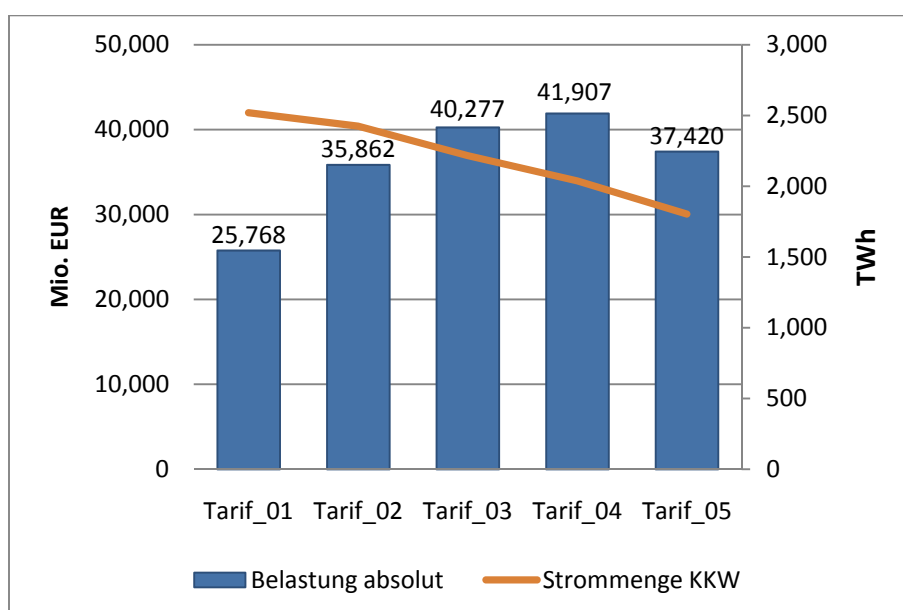


Abbildung 24: Höhe der angebotsseitigen Belastung und KKW-Produktionsmengen je Tarif

Als Grundlasttechnologie werden KKW im Wesentlichen durch CO₂-intensive Technologien wie Braunkohlekraftwerke ersetzt. Im Ergebnis der Handlungsoptionen „Laufzeitverlängerung plus angebotsseitige Belastung“ stünde eine Zunahme der Emissionen von ca. 500 Mt CO₂ im Tarif_04 über den Untersuchungszeitraum. Dies widerspräche dem Ziel des Koalitionsvertrags, die Kernenergie als Brückentechnologie zur Erreichung der Klimaziele zu nutzen.

Wie Abbildung 24 zeigt, lassen sich durch eine angebotsseitige Belastung nicht die gesamten, in Abbildung 13 ausgewiesenen zusätzlichen Deckungsbeiträge der Betreiber der Kernkraftwerke (in Höhe von 56,6 Mrd. EUR) abschöpfen, die im Falle einer Laufzeitverlängerung zu erwarten sind. Berücksichtigt man jedoch, dass durch die Laufzeitverlängerung auch bei den Verbundunternehmen niedrigere Deckungsbeiträge im Bereich all jener Kraftwerke anfallen, die keine Kernkraftwerke sind, so lassen sich bereits mit dem Tarif_02 Einnahmen generieren, die zu einer vollständigen Abschöpfung des Nettobetrages führen. Da sich dadurch die Strommenge, die in Kernkraftwerken erzeugt wird, kaum verändert, können die für die Gruppe der Stadtwerke zu erwartenden Wettbewerbsnachteile mit einer entsprechend ausgelegten angebotsseitigen Belastung jedoch nicht beseitigt werden.

5.2 Sondergewinnsteuer/ -abgabe

Im Gegensatz zur inputabhängigen Belastung ist die Sondergewinnsteuer für das Angebotsverhalten nicht entscheidungsrelevant. Die Grenzkosten der KKW-Betreiber setzen sich in diesem Fall weiterhin nur aus den Brennstoffkosten zusammen. Entsprechend entfaltet dieser Ansatz keine direkte Wirkung auf das Ziel des Nachteilsausgleichs (d.h. der Vermeidung von negativen Wettbewerbseffekten), es sei denn, ein substanzieller Teil der Steuer würde zur Kompensation der Mindereinnahmen der Stadtwerke herangezogen werden. Der Zielerreichungsgrad für die Gewinnabschöpfung hängt naturgemäß von der genauen Ausgestaltung der Sondersteuer/ -abgabe ab.

5.3 Verkauf von Kernkraftwerken/ Kraftwerksscheiben

Kernpunkt dieses Ansatzes ist, dass die KKW am Ende ihrer Restlaufzeit nicht zurückgebaut werden, sondern im Ganzen oder in Teilen an Dritte veräußert werden (Bode 2005). Denkbar wären z. B. unabhängige Stromerzeuger (keine Verbundunternehmen) oder industrielle Stromverbraucher mit großer, relativ konstanter Nachfrage. Durch die Veräußerung von KKW-Anteilen würde der Marktanteil der Verbundunternehmen sinken. Dies bedeutet jedoch nicht automatisch, dass der Marktanteil der Gruppe der Stadtwerke entsprechend erhöht werden könnte.

Der Wert der KKW würde sich grundsätzlich am Barwert der erwarteten zukünftigen zusätzlichen Einnahmen durch die Laufzeitverlängerung abzüglich der Kosten (betriebsbedingt und Sicherheitsauflagen etc.) bemessen.

Die Frage des Abschöpfens der Gewinne hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Auch hier sind wieder zwei Extreme denkbar:

1. Verbleib des Verkaufserlöses bei den alten Eigentümern,
2. vollständiger Transfer zum Staat.

Im Vorgriff auf den Ansatz „5.4 Kraftwerksstilllegung“ sei bereits hier erwähnt, dass mit Blick auf den Struktureffekt auch der Verkauf von anderen Kraftwerken aus dem Portfolio der Verbundunternehmen möglich wäre (ähnliche Ansätze hat es bereits gegeben, vgl. z. B. die Veräußerung von 4.800 MW Erzeugungskapazität von E.ON zur Erhöhung des Wettbewerbs (E.ON 2008)). Auch hier wäre zu prüfen, ob nicht Kapazitäten verkauft würden, die ohnehin aus dem Markt gedrängt würden (siehe nächstes Kapitel).

Hinsichtlich der Innovationswirkung entfaltet diese Handlungsoption keinen Einfluss, da das Problem der zusätzlichen Kapazitäten und geringeren Strompreise weiterhin besteht und keine zusätzlichen Investitionsmöglichkeiten eröffnet werden.

5.4 Kraftwerksstilllegung

Bei diesem Ansatz wird argumentiert, dass im Gegenzug für eine Laufzeitverlängerung veraltete Kohlekraftwerke eher vom Netz genommen und der Bau neuer Kohlekraftwerke verschoben wird. Der Ansatz sei in der öffentlichen Debatte „greifbar und transparent“ (Schröder 2009). Er verkennt jedoch die Funktionsweise des Strommarktes und ist daher wenig zielführend.

Wie zuvor dargestellt, haben KKW geringere Grenzkosten als Kohlekraftwerke. Innerhalb der Kohlekraftwerke haben alte Kraftwerke höhere Grenzkosten als neue, da sie über ihren schlechteren Wirkungsgrad mehr Brennstoff verbrauchen und damit auch mehr Emissionsberechtigungen benötigen. Im Falle einer Laufzeitverlängerung der KKW werden die alten Kohlekraftwerke ohnehin systematisch aus dem Markt gedrängt. Platz für zusätzliche Investitionen im Bereich der Gruppe der Stadtwerke könnte somit nur geschaffen werden, wenn zusätzlich zu den ohnehin verdrängten Kraftwerken relative neue, effiziente Kraftwerke stillgelegt würden. (Auf die alternativ erfolgende Abgabe von Kapazitäten ist bereits in Kapitel 5.3 eingegangen worden.)

Das Verschieben von geplanten Neubauten als Gegenleistung für eine Laufzeitverlängerung zu fordern, ist ebenso wenig notwendig, da es automatisch passiert. Zum einen nehmen die geringeren Strompreise ohnehin Anreize für Kraftwerksneubauten, zum anderen sinkt bei einer Laufzeitverlängerung der Bedarf an neuen Kohlekraftwerken. Schließlich ist angesichts der unsicheren Investitionsbedingungen in Deutschland unklar, ob derzeit überhaupt noch neue Kohlekraftwerke geplant werden.

5.5 Gewinnabschöpfung versus Ausgleich von Wettbewerbsnachteilen

Der Politik stehen bei der Ausgestaltung der geplanten Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke unterschiedliche Instrumente zur Verfügung, um die energiepolitischen Zielsetzungen monetärer Vorteilsausgleich („Gewinnabschöpfung“), Ausgleich von Wettbewerbsnachteilen (d.h. Verhinderung der Strukturverfestigung) sowie die Förderung von Innovationen zu beeinflussen. Die Instrumente wirken dabei unterschiedlich auf diese Ziele. Tabelle 1 zeigt dies im Überblick.

Tabelle 1: Wirkungsrichtung verschiedener Instrumente im Rahmen der geplanten Laufzeitverlängerung.

Handlungsoption	Einheit	Gewinnabschöpfung	Strukturwirkung ^{a)}	Innovationswirkung
Angebotsseitige Belastung	EUR/MWh	^{b)} +	^{b)} +	+/-
Sondergewinnsteuer/ -abgabe	EUR/EUR	+	-	-
Verkauf der Kernkraftwerke oder Kraftwerksscheiben	EUR/MW	^{c)} +	+	-
Kraftwerksstilllegung	MW	^{c)} -	^{c)} +	+/- ^{c)}

+ (-)	Instrument wirkt (nicht) bezogen auf das betrachtete Handlungsziel
a)	bezogen auf die Marktanteile unterschiedlicher Unternehmensgruppen
b)	Wirkung von der Höhe abhängig
c)	Wirkung von der Ausgestaltung abhängig

Eine angebotsseitige Belastung der Einspeisung von Strom aus Kernenergie kann wie im Kapitel 5.1 gezeigt wurde, auf die Ziele „Gewinnabschöpfung“ und „Strukturwirkung“ Einfluss nehmen. Die Stärke des Einflusses ist dabei abhängig von der Höhe der Belastung. Eine ambivalente Wirkung ergibt sich im Hinblick auf die Innovationswirkung. Wird die Kernenergie durch die Belastung verstärkt aus dem Markt gedrängt, ergeben sich dadurch Chancen für innovative Energiekonzepte. Dieser Effekt ist wiederum abhängig von der Stärke der angebotsseitigen Belastung.

Eine Sondergewinnsteuer bzw. -abgabe entfaltet keine direkte Wirkung auf die zukünftig zu erwartende Marktstruktur bzw. auf die Innovationsdynamik. Hierdurch kann einzig der Vorteilsausgleich über die Gewinnabschöpfung erreicht werden.

Die Option „Verkauf der Kernkraftwerke“ kann bei entsprechender Ausgestaltung den Vorteil aus der Laufzeitverlängerung abschöpfen sowie den Wettbewerb im Strommarkt beeinflussen - eine Innovationswirkung kann dieser Ansatz nicht erreichen.

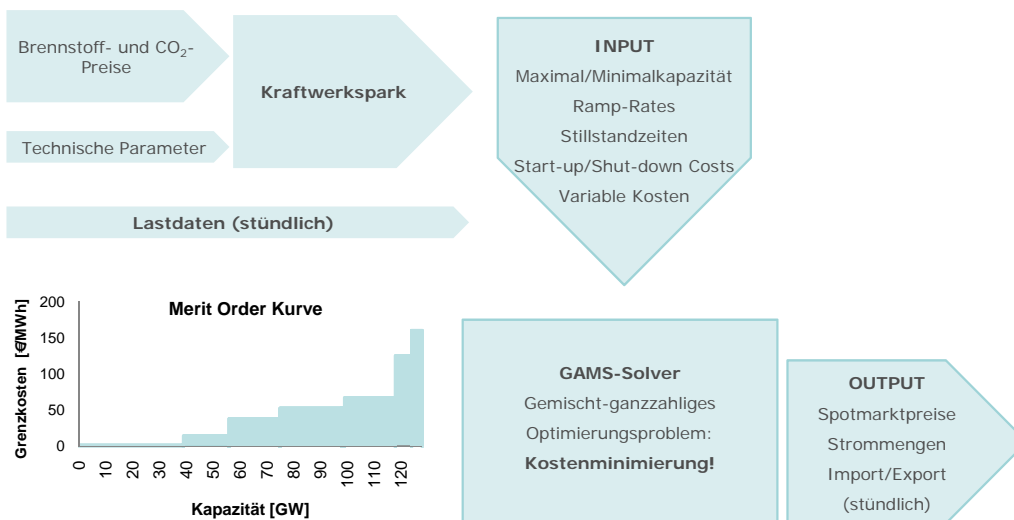
Da bei der Stilllegung von Kraftwerken die durch die Laufzeitverlängerung bestehende überschüssige Kapazität aus dem Markt genommen wird, kann damit eine Struktur- und Innovationswirkung erzielt werden. Eine Gewinnabschöpfung erfolgt dagegen nicht.

ANHÄNGE

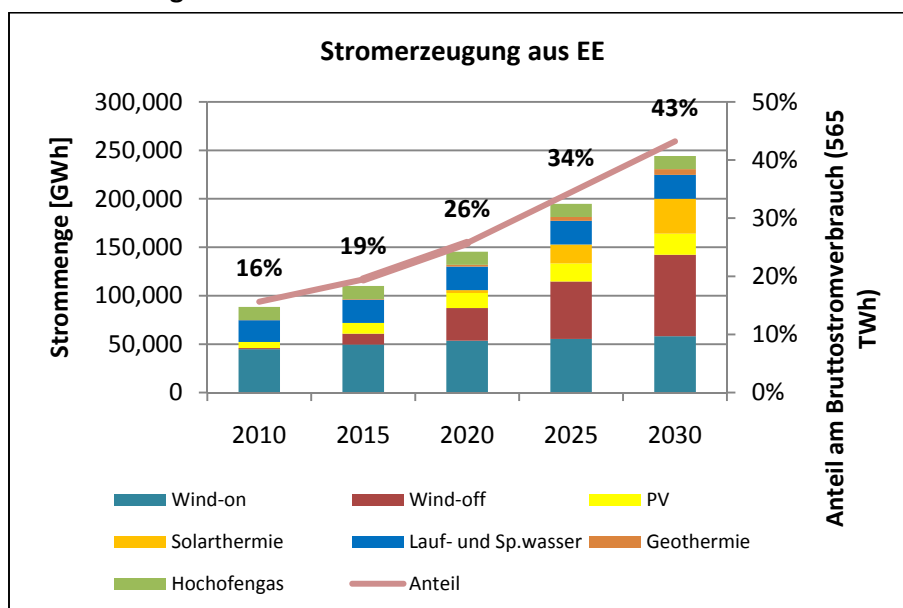
Modellannahmen

Strommarktmodell „MICOES“

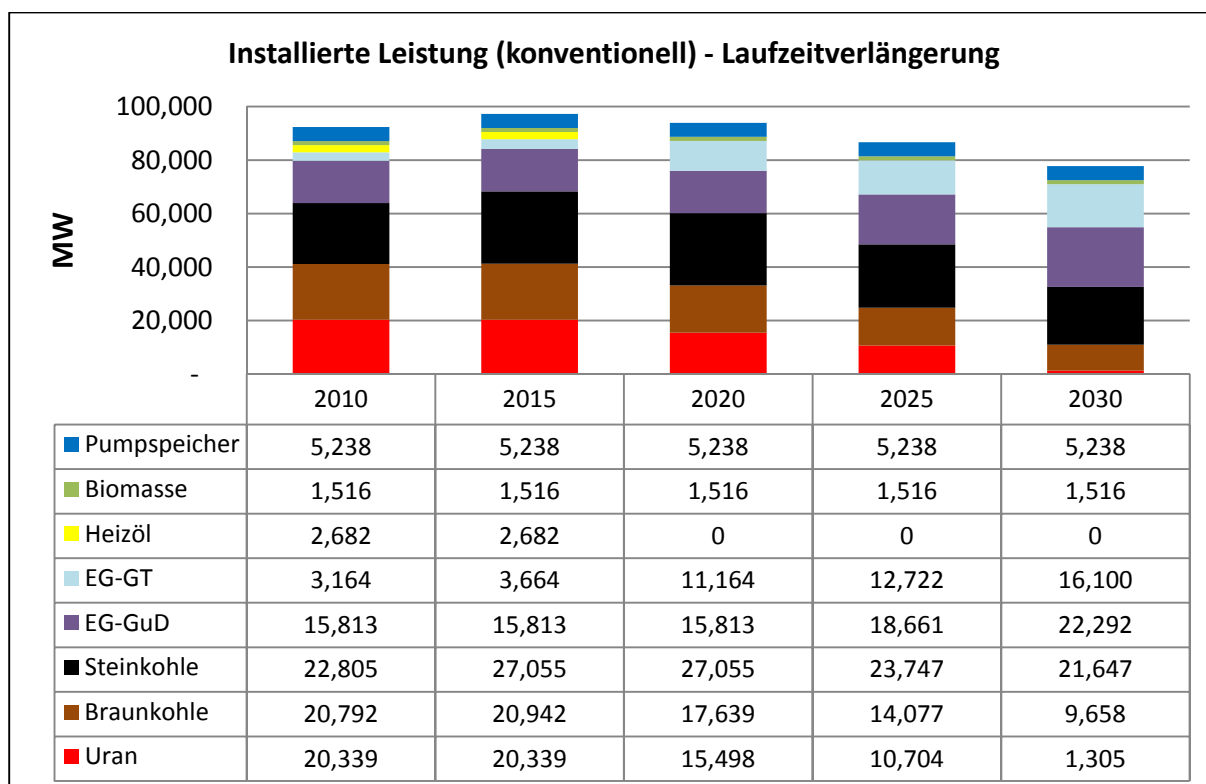
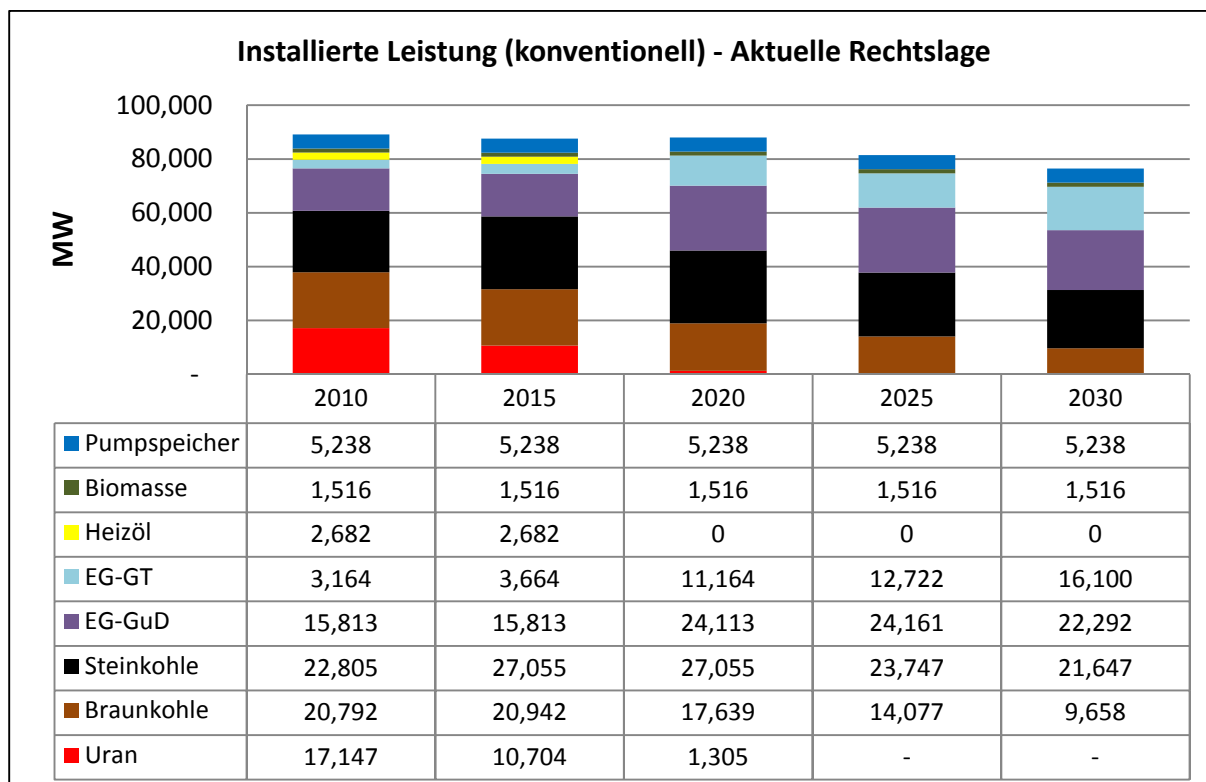
Schematischer Modell Aufbau



Ausbau erneuerbare Energien



Ausbau konventioneller Kraftwerkspark



Entwicklung der Brennstoffpreise

Stützjahre	Rate p.a.	2010	2015	2020	2025	2030
Mittel "Mäßiger Anstieg"						
Brennstoffpreise (€/MWh_f)						
Braunkohle	1.0%	4.00	4.20	4.42	4.64	4.88
Erdgas	1.3%	24.90	26.56	28.33	30.22	32.24
Rohöl	1.3%	29.50	31.47	33.57	35.81	38.20
=> Heizöl-EL		44.25	47.20	50.35	53.71	57.29
=> Heizöl S		23.60	25.17	26.85	28.65	30.56
Steinkohle	1.3%	12.50	13.33	14.22	15.17	16.18
Uran	1.0%	3.50	3.68	3.87	4.06	4.27
CO2-Preis (€/t)	3.0%	20.00	23.19	26.88	31.16	36.12

LITERATURVERZEICHNIS

- Bode, S. (2009). *Nucs down in Germany – Prices up in Europe?*, *Energy Policy* 37, 7, S. 2492 – 2497.
- Bode, S., Groscurth. H.-M. (2009). *On the re-regulation of the liberalised power market in Europe*, *Carbon and Climate Law Review* 2, S. 188 – 197.
- Bode, S. (2008). *Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt*, *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* 4, S. 497 – 515.
- Bode, S. (2007). *Kernenergieausstieg und Strompreis*, *Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 4, S. 258 – 263.
- Bode, S. (2005). *Kernenergieausstieg: Versteigerung zusätzlicher "Restlaufzeiten" für bestehende Anlagen?*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55, 5, S. 325 – 326.
- Bundesregierung. (14. Juni 2000). *Vereinbarung der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen*. Abgerufen am 18. Dezember 2009 von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-14-juni-2000,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Bundestag. (2009). *Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*, Deutscher Bundestag, DS 16/ 14060.
- CDU/CSU/FDP. (2009). *Wachstum, Bildung, Zusammenhalt – Koalitionsvertrag zur 17. Legislaturperiode*, Abgerufen am 18. Februar 2010 von Christlich Demokratische Union: <http://www.cdu.de/portal2009/29145.htm>.
- E.ON. (2008). *E.ON schlägt strukturelle Maßnahmen für mehr Wettbewerb im deutschen Strommarkt vor*, E.ON Pressemitteilung vom 28.02.2008.
- EWI/EEFA. (2005). *Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland*. Abgerufen am 18. Februar 2010 von Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: <http://www.ewi.uni-koeln.de/Projekte.101.0.html>.
- EWI/Prognos. (2007). *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (Inklusive Anhang 2 %-Variante)*. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln, 1. November 2007.
- IEA. (2008). *World Energy Outlook 2008*, Paris 2008.

Joskow, P. (2006). *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, Research Paper, MIT, Boston.

Matthes, F., Hermann, H. (2009). *Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten*, Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Öko-Institut Juni 2009.

Nitsch, J. (2008). *Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoettl, G.(2008) *Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht.

PIK/WestLB. (2009). *Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle?*, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Westdeutsche Landesbank, Potsdam, Düsseldorf 2009.

r2b/EEFA. (2010). *Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke*. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Köln, Münster 2010

Schröer, S. (2009). *Atom für Kohle*, Financial Times Deutschland, 22.10.2009.

VERZEICHNIS DER ABBILDUNGEN

Abbildung 1: Unterschiedliche Kostenarten für Investitions- bzw. Kraftwerkseinsatzplanung (vereinfachte Darstellung, O&M = Operation and Maintenance Cost, CO ₂ -Preis: 30 Euro/ Tonne CO ₂)	6
Abbildung 2: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in einer exemplarischen Stunde (schematische Darstellung)	7
Abbildung 3: Preisbildung in einer alternativen Stunde (z.B. mit geringer Last und hoher Windeinspeisung)	7
Abbildung 4: Auswirkung der Kernenergiepolitik auf den Strompreis (direkter Effekt)	9
Abbildung 5: Die blaue Kurve zeigt den Lastverlauf, der für das Jahr 2010 unterstellt wurde. Nach Abzug der Einspeisung aus dem Bereich der erneuerbaren Energien ergibt sich die rote Kurve.	12
Abbildung 6: Darstellung der mittleren Spotpreise für die Jahre 2010, 2015, 2025 und 2030	13
Abbildung 7: Marktanteile (Stromerzeugung) nach Unternehmenszuordnung unter Beibehaltung der aktuellen Rechtslage	14
Abbildung 8: Marktanteile nach Unternehmenszuordnung bei Revision des Ausstiegsbeschlusses ...	15
Abbildung 9: Installierte Kapazität nach Erzeugern	15
Abbildung 10: Strommenge nach Erzeugern	16
Abbildung 11: Strommenge nach Erzeugern – Zuordnung des Zubaus (konventionell) zu den Verbundunternehmen	17
Abbildung 12: Strommenge nach Erzeugern – Zuordnung des Zubaus (konventionell) zu den Stadtwerken	17
Abbildung 13: Zusätzliche Deckungsbeiträge (nicht diskontierte Werte) durch Stromerzeugung in KKW: Aktuellen Rechtslage vs. Revision	18
Abbildung 14: Zusätzliche Deckungsbeiträge (kumuliert, nicht diskontiert) der KKW-Betreiber bei Laufzeitverlängerung	18
Abbildung 15: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark (konventionell) der Verbundunternehmen	19
Abbildung 16: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark der Stadtwerke	20
Abbildung 17: Entgangene Deckungsbeiträge im Kraftwerkspark „Andere“	20
Abbildung 18: Entgangene Deckungsbeiträge im Bereich „Zubau“	20
Abbildung 19: Entgangene Deckungsbeiträge aller Marktteilnehmer bei Laufzeitverlängerung	21
Abbildung 20: Untere Schwelle für eine angebotsseitige Belastung	25
Abbildung 21: Obere Schwelle für eine angebotsseitige Belastung	25
Abbildung 22: Wirkung einer Angebotsabgabe auf die Politikziele (schematische Darstellung)	26

Abbildung 23: Untersuchte Tarife für eine angebotsseitige Belastung	27
Abbildung 24: Höhe der angebotsseitigen Belastung und KKW-Produktionsmengen je Tarif	27

