

Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten

Bericht für das
Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Dr. Felix Chr. Matthes
Hauke Hermann

Berlin, Juni 2009

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-30-280 486-80
Fax: +49-30-280 486-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: +49-61 51-81 91-0
Fax: +49-61 51-81 91-33

Geschäftstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-761-452 95-0
Fax: +49-761-452 95 - 88

www.oeko.de

Zusammenfassung

In der Untersuchung werden zwei Leitfragen behandelt: Könnte erstens eine Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke – über den mit der Atomgesetz-Novelle von 2002 festgelegten Auslauf-Pfad hinaus – zu einer Minderung oder Dämpfung von Strompreisen führen? Und welchen Umfang könnten zweitens solche Effekte gegebenenfalls haben? Diesen beiden Leitfragen wird in fünf verschiedenen Teilanalysen nachgegangen:

- einem Vergleich zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU),
- der näheren Untersuchung einer Marktsituation 2007 gewidmet, in der es in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum zum nicht geplanten Ausfall großer Kernkraftwerkskapazitäten (45% der deutschen Kernkraftwerksleistung) in Deutschland kam,
- einem Vergleich der Entwicklungen auf dem deutschen und dem französischen Großhandelsmarkt,
- der Abschätzung des maximal erwartbaren Potenzial von Strompreiseffekten im Kontext signifikanter Verschiebung der Grenzkraftwerke sowie
- einer Auswertung komplexer Modellierungsarbeiten und entsprechende Konsistenzprüfungen.

Aus der Analyse resultieren die folgenden Ergebnisse:

1. Der Vergleich des Strompreisniveaus zwischen Staaten mit unterschiedlich hohen Anteilen von Stromproduktion aus Kernkraftwerken zeigt keinen Zusammenhang zwischen hohem Kernenergie-Anteil und Strompreisniveau. Im Gegenteil: Es finden sich sowohl Staaten mit hohen Kernenergieanteilen und sehr hohem Preisniveau für Haushalts- und Industriekunden als auch Staaten mit niedrigen Kernenergieanteilen und niedrigem Preisniveau und umgekehrt.
2. Die Analyse der Entwicklung des Strompreises in Deutschland im Jahr 2007 zeigt keinen systematischen Zusammenhang mit den Stillstandszeiten der Kernkraftwerke.
3. Nicht die Frage der Laufzeitverlängerungen für die Kernkraftwerke, sondern die Annahmen zur Einbettung der Stilllegungen von Kernkraftwerken in den Modernisierungsprozess des gesamten Kraftwerksparks entscheiden in den Strommarktmodellen im Wesentlichen über die resultierenden Strompreiseffekte. Das Preis setzende Grenzkraftwerk ergibt sich maßgeblich aus der Situation, wie viele und welche neuen Kraftwerke errichtet werden und ob die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (v.a. das Strompreisniveau) diese Investitionen ermöglichen.
4. Vor diesem Hintergrund ist kaum davon auszugehen, dass Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke mittel- und längerfristig zu einer signifikanten Senkung oder zu einer belastbaren Dämpfung der Strompreise führen. Strompreis-

effekte auf der Großhandelsebene durch Laufzeitverlängerungen können erstens nicht richtungssicher bestimmt werden, d.h. es können sich Preisniveaus unterhalb, aber auch oberhalb des jeweiligen Referenzfalls einstellen. Zweitens hätten sie ggf. nur einen sehr begrenzten Umfang (deutlich unter 0,5 Cent je Kilowattstunde) und würden vor allem nicht langfristig entstehen. Im Gegenteil, die Planungssicherheit, die für alle Investoren mit einem transparenten und langfristigen Fahrplan für die Stilllegung der Kernkraftwerke verbunden ist, führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer erhöhten Investitionsbereitschaft, damit zu einer beschleunigten Modernisierung und ggf. Dekarbonisierung des Kraftwerksparks und so zu einer mittel- bis langfristigen Dämpfung der Strompreisentwicklung. Die mit Laufzeitverlängerungen einhergehenden Unsicherheiten für das marktliche Umfeld würden dagegen wahrscheinlich zu einem gedämpften Modernisierungsprozess und damit verbunden eher zu höheren Strompreisen führen.

Insgesamt lässt sich vor dem Hintergrund der beschriebenen Analyseergebnisse die Aussage treffen, dass die Hoffnung auf Strompreissenkungen bzw. –dämpfungen über den längeren Betrieb der deutschen Kernkraftwerke durch die Analyse der empirischen Daten oder der entsprechenden Modellanalysen keineswegs belegt werden kann. Vielmehr ist die Frage entscheidend, welche zusätzlichen Kraftwerke in den nächsten Jahren errichtet werden. Da Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke im Bereich der marktgetriebenen Investitionen in konventionelle Kraftwerke (inklusive Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) kontraproduktive Anreize setzen, ist vielmehr auch die Möglichkeit gegeben, dass bei einer Laufzeitverlängerung das Strompreisniveau steigt.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und methodischer Rahmen	7
2	Stromerzeugung in Kernkraftwerken und Strompreise aus der empirischen Sicht	9
2.1	Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sowie Endverbrauchspreise für Elektrizität für Haushalte und Industrie in der Europäischen Union	9
2.2	Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und Großhandelspreise für Strom in Zeiten geringer Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke in Deutschland	11
2.3	Vergleich der Großhandelspreise für Deutschland und Frankreich	14
2.4	Zwischenfazit	15
3	Modellüberlegungen zum Zusammenhang von Strompreisen und Auslaufen der Kernenergienutzung	17
3.1	Vorbemerkungen.....	17
3.2	Abschätzung der Obergrenzen für die Preiseffekte.....	19
3.3	Auswertung und Konsistenzprüfung vorliegender Modellanalysen	23
4	Schlussfolgernde Überlegungen	29
5	Literatur	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Anteil der Kernkraftwerke am Gesamtstromaufkommen sowie Endpreise für Strom (ohne Steuern) für Haushalts- und große Industriekunden in den Mitgliedstaaten der EU, 2008	9
Abbildung 2	Monatlich verfügbare Nettoleistung der deutschen Kernkraftwerke, 2001 bis 2008	11
Abbildung 3	Monatsmittelwerte der Spotpreise für Elektrizität an der Strombörse EEX, 2002 bis 2009	13
Abbildung 4	Preise für die Jahres-Future-Kontrakte 2008, 2010 und 2012 an der deutschen Strombörse EEX und der französischen Strombörse Powernext, 2004 bis 2010	14
Abbildung 5	Prinzipdarstellung der Preisbildung auf liberalisierten Strommärkten	17
Abbildung 6	Preise für Future-Kontrakte bei Steinkohle, CO ₂ -Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen im Vergleich zu den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in Mittellastkraftwerken, 2003 bis 2009	18
Abbildung 7	Kurzfristige Grenzkosten verschiedener Kraftwerkstypen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen auf den Brennstoff- und CO ₂ -Märkten, Zeithorizont 2012	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Beispielrechnungen für die notwendigen Deckungsbeiträge zur Abdeckung der Kapitalkosten für neue fossile Kraftwerke	23
Tabelle 2	Basisannahmen, Ergebnisse und Konsistenzrechnung der Modellanalysen von EWI/EEFA (2007), 2005 bis 2030	25
Tabelle 3	Basisannahmen, Ergebnisse und Konsistenzrechnung der Modellanalysen von Prognos/EWI (2007), 2005 bis 2020	27

1 Einleitung und methodischer Rahmen

In den Diskussionen um die Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke (KKW) über die mit der Atomgesetz-Novelle von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus spielen Kostenaspekte – neben den Fragen zu den Auswirkungen auf die deutschen CO₂-Emissionen bzw. zu den deutschen Energieimporten – eine besondere Rolle. Mit Blick auf die unterschiedlichen Kostenabgrenzungen bzw. die von den Kostenaspekten nicht losgelöst diskutierbaren Verteilungsfragen sind vor allem die aus einer möglichen Laufzeitverlängerung entstehenden Folgen für die Strompreise relevant.

Der Frage, ob bzw. in welchem Maße Laufzeitverlängerungen zu erkennbaren Veränderungen bei den Strompreisen für die privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher führen könnten, muss dabei auch vor dem Hintergrund des energiewirtschaftlichen sowie des klima- und energiepolitischen Umfeldes nachgegangen werden.

Dieses Umfeld hat sich in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. So sind die Preise für Brennstoffe (Steinkohle, Erdgas), CO₂-Emissionsberechtigungen (EUA – European Union Allowances) und Anlagen erheblichen Volatilitäten unterworfen und auch die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen haben einen zunehmenden Einfluss auf die Investitionsentscheidungen im Bereich der nicht-nuklearen Erzeugungsoptionen.

In diesem komplexen Umfeld ist es sinnvoll, eine Analyse der Preis-Effekte von potenziellen Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke über verschiedene methodische Ansätze vorzusehen und dabei sowohl die empirischen Daten als auch qualitative und quantitative Modellüberlegungen zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund werden in der hier vorgelegten Kurzanalyse, die explizit keine eigenen und neuen Modellanalysen beinhalten soll und kann, verschiedene analytische Zugänge verfolgt.

In einer ersten Teilanalyse wird ein Vergleich zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU) vorgenommen, bei dem die Anteile der Stromerzeugung aus Kernenergie mit den Endpreisen für Strom im Bereich verschiedener Kundengruppen in Beziehung gesetzt werden (Kapitel 2.1).

Eine zweite Teilanalyse wird der näheren Untersuchung einer Marktsituation gewidmet, in der es in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum zum nicht geplanten Ausfall großer Kernkraftwerkskapazitäten kam (Kapitel 2.2).

Die dritte Teilanalyse beinhaltet einen kompakten Vergleich der Entwicklungen auf dem deutschen und dem französischen Großhandelsmarkt (Kapitel 2.3).

In einem vierten Untersuchungsgang wird das maximal erwartbare Potenzial von Strompreiseffekten im Kontext einer signifikanten Verschiebung der Grenzkraftwerke – z.B. im Zuge einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke – qualitativ und quantitativ eingegrenzt (Kapitel 3.2).

Die abschließende fünfte Teilanalyse bezieht sich auf die Auswertung komplexer Modellierungsarbeiten und entsprechende Konsistenzprüfungen (Kapitel 3.3).

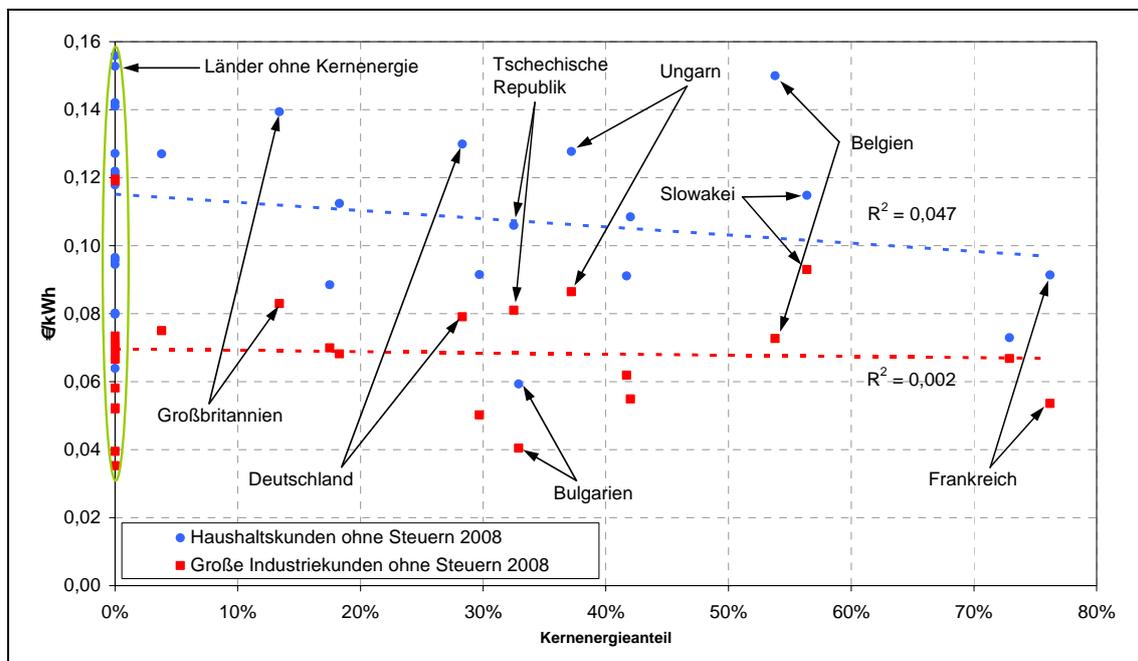
Die Erkenntnisse aus den Horizontalanalysen (zwischen verschiedenen Ländern) und Vertikalanalysen (für bestimmte Sachverhalte über einen gewissen Zeitraum) werden in den Schlussfolgerungen (Kapitel 4) zusammengefasst und in Beziehung gesetzt.

2 Stromerzeugung in Kernkraftwerken und Strompreise aus der empirischen Sicht

2.1 Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sowie Endverbrauchspreise für Elektrizität für Haushalte und Industrie in der Europäischen Union

Der Anteil der Kernenergie am gesamten Stromaufkommen unterscheidet sich für die verschiedenen Mitgliedstaaten der Europäischen Union in erheblichem Maße. Dieser Anteil lag im Jahr 2008 für 12 Mitgliedstaaten bei Null, für 8 Mitgliedstaaten bis zu einem Drittel, für weitere 5 Staaten im Bereich zwischen 37% und 56% sowie für 2 Mitgliedstaaten bei über 70%.

Abbildung 1 Anteil der Kernkraftwerke am Gesamtstromaufkommen sowie Endpreise für Strom (ohne Steuern) für Haushalts- und große Industriekunden in den Mitgliedstaaten der EU, 2008



Quellen: IAEA, Eurostat, Berechnungen des Öko-Instituts.

Werden die Aufkommensanteile der Kernenergie zu repräsentativen Endverbrauchspreisen für Haushalts- und (große) Industriekunden gesetzt, so ergibt sich das in Abbildung 1 gezeigte Bild. Die hier gezeigten Endverbrauchspreise beinhalten dabei nicht die verschiedenen Steuern (Energie- und Mehrwertsteuern), aber alle anderen Preisbestandteile, d.h. Strombeschaffung, Netznutzungsentgelte, Margen und ggf. Sonderpositionen wie z.B. Umlagen, Sonderabgaben oder auch (Quer-) Subventionen. Die Bandbreite dieser Endverbrauchspreise ohne Steuern liegt für Haushaltskunden

mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh bei 6 bis fast 16 ct/kWh.¹ Für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch in der Größenordnung von 20.000 bis 70.000 MWh liegt die Bandbreite der Strompreise (ohne Steuern) bei 4 bis 14 ct/kWh.

Die Abbildung verdeutlicht auch, dass es zunächst keinen systematischen Zusammenhang zwischen dem Anteil der Kernenergie und den Endverbrauchspreisen gibt. Sowohl unter den Mitgliedstaaten mit hohen Kernenergieanteilen als auch unter denen ohne Kernenergie finden sich sehr hohe bzw. niedrige Preisniveaus für Haushalts- und Industriekunden. Ein signifikanter statistischer Zusammenhang zwischen Kernenergieanteil und Endpreisen für Strom ist mit einem Bestimmtheitsmaß (R^2) von 0,002 für die betrachteten Industriepreise und 0,047 für die gezeigten Haushaltspreise nicht nachzuweisen.

Dieser fehlende Zusammenhang zwischen Kernenergieanteil und Strompreisen für Endverbraucher kann natürlich auf eine Reihe von Gründen zurückgeführt werden:

- der Anteil der Kernenergie am gesamten Stromaufkommen spielt für die Preisbildungsmechanismen auf integrierten Märkten keine Rolle (Kapitel 2.3);
- die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Aufkommensoptionen (Anteil geförderter Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) können erhebliche Strompreiseffekte haben;
- die anderen Kosten- bzw. Gewinnpositionen (Netznutzungsentgelte, Margen etc.) unterscheiden sich in den Regionalmärkten teilweise erheblich;
- die Wettbewerbsintensität ist in den Ländern unterschiedlich ausgeprägt;
- die Rolle von Umlagen (Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung) oder Abgaben jenseits der Energie- und Mehrwertsteuern (z.B. die Konzessionsabgabe in Deutschland) ist für die verschiedenen Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich.

Festzuhalten bleibt aber, dass die unterschiedlichen Beiträge der Kernenergie in den Mitgliedstaaten für den *Status quo* eines bestimmten (aktuellen) Stichtags keine erkennbaren Strompreisunterschiede auf der Endverbrauchsstufe bewirken und dass die Strompreisunterschiede durch eine Vielzahl anderer Faktoren erklärt werden müssen.

Dieser Sachverhalt bedeutet natürlich nicht notwendigerweise, dass Veränderungen beim Aufkommensanteil der Kernenergie (zum Beispiel durch Laufzeitverlängerungen) *im Zeitverlauf* nicht auch zu messbaren Effekten auf die Strompreise oder einzelne Bestandteile der Endverbrauchspreise führen könnten. Zur Untersuchung dieser Frage müssen in Bezug auf den empirischen Befund (siehe dazu Kapitel 2.2) bzw. Modellüberlegungen für die zukünftigen Entwicklungen (siehe dazu Kapitel 3) andere Zusammenhänge analysiert werden.

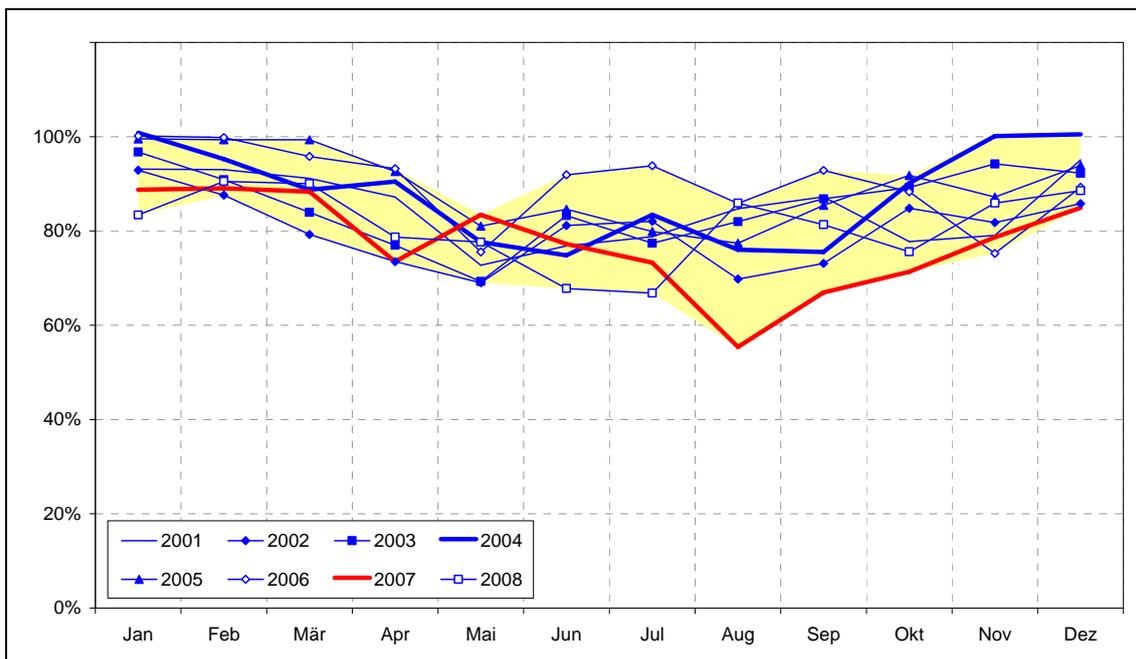
¹ Ein Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh ist z.B. für typische Privathaushalte in Deutschland repräsentativ.

2.2 Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und Großhandelspreise für Strom in Zeiten geringer Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke in Deutschland

Der Zusammenhang zwischen sich ändernden Anteilen der Kernenergie am Stromaufkommen und Strompreisen auf der Großhandelsebene ist wegen der Vielzahl anderer Wirkungsmechanismen auf den Strommärkten empirisch nur sehr schwer zu untersuchen. Trotzdem können aus bestimmten Marktsituation Indizien abgeleitet werden, in welche Richtung veränderte Strukturen für das Stromaufkommen die Strompreise auf den Großhandelsmärkten verändern können.

Eine diesbezüglich interessante Situation ergab sich diesbezüglich im Jahr 2007, als vergleichsweise kurzfristig große Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland nicht verfügbar waren. Die Abbildung 2 zeigt – jeweils nach Monaten des entsprechenden Jahres – die verfügbaren Nettostromerzeugungskapazitäten in den deutschen Kernkraftwerken für die Jahre 2001 bis 2008 (wegen des zwischenzeitlichen Abgangs von Kernkraftwerken ausgedrückt als der Anteil der verfügbaren Netto-Leistung an der existierenden Netto-Engpassleistung).

Abbildung 2 Monatlich verfügbare Nettoleistung der deutschen Kernkraftwerke, 2001 bis 2008



Quellen: Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts.

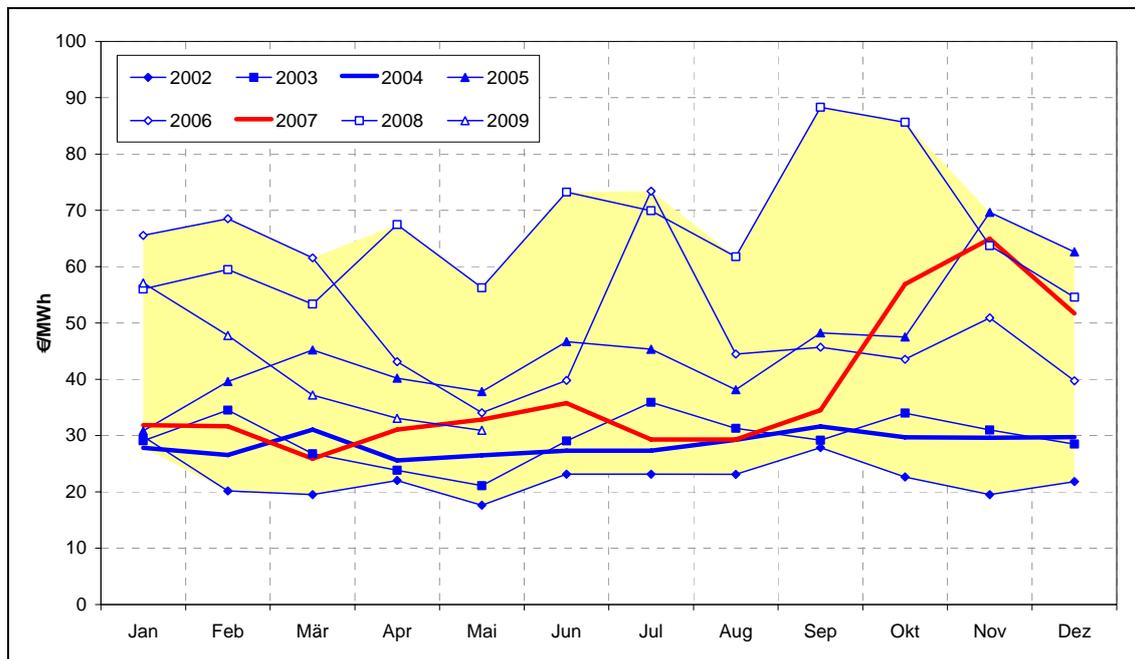
Während der Anteil der verfügbaren Nettoleistung an der Netto-Engpassleistung typischerweise im Bereich von 80 bis 100% liegt (in den Wintermonaten üblicherweise eher bei 90 bis 100%, in den Sommermonaten oft um die 80%) standen im Jahr 2007 über signifikante Zeiträume, aus verschiedenen (Sicherheits-) Gründen und ganz überwiegend nicht planbar, erhebliche Kapazitäten von Kernkraftwerken nicht zur Ver-

fügung. Von der gesamten Netto-Engpassleistung (die im Jahr 2007 knapp 20.300 MW betrug) waren im April des Jahres nur knapp 15.800 MW verfügbar. Durch weitere Ausfälle ging die verfügbare Leistung in Kernkraftwerken bis zum August auf einen Wert unter 11.400 MW zurück. Im August 2007 waren damit 45% der Netto-Engpassleistung der deutschen Kernkraftwerke nicht verfügbar. Bis Dezember stieg die verfügbare Netto-Engpassleistung nur langsam wieder auf über 17.000 MW an und erreichte damit den unteren Rand der Verfügbarkeitswerte in den anderen betrachteten Jahren. Obwohl es sich beim August 2007 um einen Sommermonat mit (in Nordwesteuropa) typischerweise niedrigem Verbrauch handelte, war der Ausfall von Kraftwerkskapazitäten insgesamt so groß und hielt über einen so langen Zeitraum an, dass vergleichende Analysen mit den Großhandelspreisen angestellt werden können.

Bei Analysen von Entwicklungen auf dem Großhandelsmarkt ist es wichtig, die Produkte zu differenzieren, die im Strom-Großhandel eine Rolle spielen. Auf dem Spot-Markt werden (überwiegend) Stromlieferungen für den jeweils nächsten Tag gehandelt. Die sich in diesem Marktsegment einstellenden Preise sind einerseits von den fundamentalen Rahmendaten (Preise für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen) abhängig, andererseits aber auch in starkem Maße von anderen, kurzfristigen Faktoren (Wetter, Befüllungsstand von Wasserspeichern, kurzfristige Angebots- und Nachfragesituation etc.). Die Entwicklungen im Markt für zukünftige Lieferungen (Future-Kontrakte) sind dagegen ganz überwiegend von den fundamentalen Daten abhängig (siehe Kapitel 3.1). Entscheidend für die Analyse der Wechselwirkungen zwischen kurzfristig nicht zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten und Strompreisen auf der Großhandelsebene sind damit die Entwicklungen auf dem Spot-Markt.

Die Abbildung 3 zeigt die Monats-Mittelwerte der Spotpreise für durchgehende Bandlieferungen (Base) in Deutschland für den Zeitraum 2002 bis 2009. Die Bandbreite hier ist erheblich. Dies ist auf eine Vielzahl von kurzfristigen Gründen bzw. erhebliche Unterschiede bei den Fundamentaldaten zurückzuführen. Hinsichtlich der Fundamentaldaten für die Strommärkte ist einerseits auf das im Jahr 2005 eingeführte Emissionshandelssystem der EU hinzuweisen. Mit der Einführung des Emissionshandels wurde eine neue Kostenposition für den Kraftwerksbetrieb eingeführt. Seit Anfang des Jahres 2005 hat der CO₂-Preis ein signifikantes Niveau erreicht, wobei die zweite Hälfte des Jahres 2006 und das Jahr 2007 durch den Zusammenbruch der CO₂-Preise in der Pilotphase des EU-Emissionshandelssystems eine Ausnahme bilden. Andererseits wurden durch die Turbulenzen auf den globalen Roh- und Brennstoffmärkten im Jahr 2008 die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung auf Basis Steinkohle, Erdgas und Heizöl in erheblichem Maße verändert. Vor diesem Hintergrund ist vor allem ein Vergleich der Spotmarktentwicklungen für die Jahre 2004 und 2007 sinnvoll, da hier in hohem Maße vergleichbare Fundamentaldaten (v.a. hinsichtlich der Preise für Steinkohle und CO₂-Emissionsberechtigungen) mit dem Ausfall erheblicher Kernkraftwerkskapazitäten kontrastiert werden können.

Abbildung 3 Monatsmittelwerte der Spotpreise für Elektrizität an der Strombörse EEX, 2002 bis 2009



Quellen: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts.

Ein Vergleich der Spotmarktentwicklung für die Jahre 2004 und 2007 lässt keine Rückschlüsse auf einen signifikanten Zusammenhang zwischen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke und Großhandels-Strompreisen erkennen. In den Jahren 2004 und 2007 lagen die Durchschnittspreis-Niveaus für die Monate bis September in der Bandbreite der üblichen Schwankungen. Im Zeitraum ab Oktober 2007 nimmt die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke wieder zu, während gleichzeitig die Strompreise anstiegen.

Es wäre möglich gewesen, dass der Ausfall erheblicher Kernkraftwerks-Kapazitäten zu erkennbaren Strompreissteigerungen und die Zunahme verfügbarer Kernkraftwerks-Kapazitäten zu Strompreisentlastungen geführt hätten. Das Gesamtsystem der Stromversorgung im kontinentaleuropäischen Markt hatte also offensichtlich hinsichtlich Menge und Struktur ausreichende Reservekapazitäten, die ein weitgehend unbeeinflusstes Strompreisniveau bewirkten. Für den Strompreisanstieg ab Oktober 2007 waren offensichtlich andere Faktoren bestimmend.

Die hier analysierten Entwicklungen bilden natürlich nur qualitative Indizien für historische Strommarktentwicklungen in einem bestimmten Zeitraum und in einer bestimmten Marktsituation. Sie lassen aber auch klar erkennen, dass sich Strommarkteffekte immer nur in der Zusammenschau einer Vielzahl von Mechanismen erklären lassen. Dies bedeutet einerseits, dass Strommarkteffekte allein durch die (verlängerte) Verfügbarkeit von Kernkraftwerken nur äußerst schwer zu erklären sind, aber andererseits auch, dass Strompreiseffekte ganz maßgeblich durch (steuerbare) Entwicklungen bei anderen Marktfaktoren bestimmt werden. Diese Facette der Diskussion wird durch die Diskussion von Modellanalysen im Abschnitt 3 weiter vertieft.

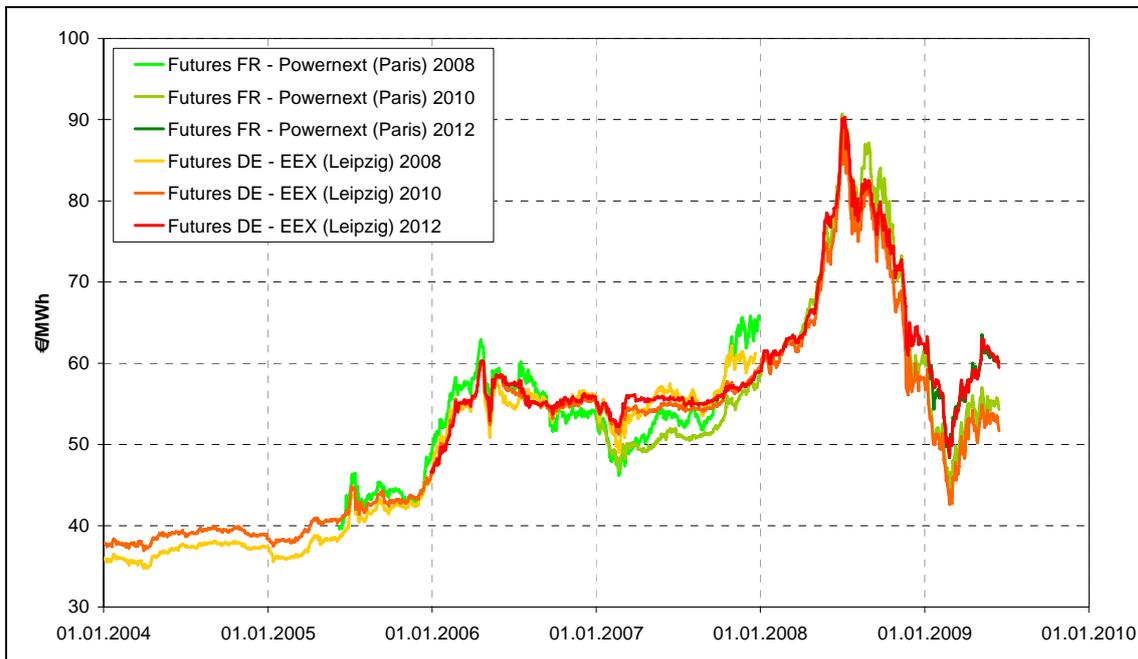
2.3 Vergleich der Großhandelspreise für Deutschland und Frankreich

In den bisher präsentierten Analysen wurde der Zusammenhang zwischen dem Anteil der Kernenergie an der gesamten Stromerzeugung und den Endverbrauchspreisen sowie der Einfluss einer hohen Nichtverfügbarkeit der deutschen Kernkraftwerke auf die Spot-Strompreise untersucht.

Als Ergänzung zu diesen Analysen ist ein Vergleich der Strompreise auf der Großhandelsebene für liberalisierte und verbundene Marktregionen illustrativ.

Für einen solchen Vergleich ist es sinnvoll, die Preise für zukünftige Stromlieferungen (Future-Kontrakte) zu Grunde zu legen. Diese Preise bilden langfristige Erwartungen wie die Entwicklungen der Brennstoffpreise besser ab, als die Preise für kurzfristige Stromlieferungen, die öfter durch Sondersituationen beeinflusst sind. Die Abbildung 4 zeigt die Future-Kontrakte für die Jahre 2008, 2010 und 2012, die an der französischen Strombörse Powernext in Paris und an der deutschen Strombörse EEX (European Energy Exchange) in Leipzig gehandelt wurden.

Abbildung 4 Preise für die Jahres-Future-Kontrakte 2008, 2010 und 2012 an der deutschen Strombörse EEX und der französischen Strombörse Powernext, 2004 bis 2010



Quellen: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts.

Dieser Vergleich unterstreicht sehr eindrücklich, dass bei verbundenen Märkten mit der Möglichkeit zu Arbitragegeschäften die jeweiligen Preisentwicklungen stark konvergieren. Die Preisentwicklungen für Future-Kontrakte sind für den größten Teil des Zeitraums seit 2004 nahezu deckungsgleich. Wenn sich kurzfristige Unterschiede ergeben, dann sind diese keineswegs richtungssicher. Es sind sowohl (kurze) Zeiträume zu

identifizieren, in denen sich im französischen Markt (mit einem Kernkraftwerks-Anteil von fast 80%) etwas höhere Preise für Future-Kontrakte ergaben als auch Perioden, in denen zukünftige Stromlieferungen in Deutschland (Kernkraftwerks-Anteil von unter 30%) zu etwas höheren Preise als in Frankreich gehandelt wurden.

2.4 Zwischenfazit

Als Zwischenfazit aus den gezeigten empirischen (Kurz-) Analysen für die Entwicklungen in der jüngeren Vergangenheit lassen sich eine Reihe von Schlussfolgerungen ziehen:

- die Strompreise auf der Großhandelsebene sind nur durch eine Vielzahl von Bestimmungsgrößen erklärbar, dazu gehören neben fundamentalen Marktentwicklungen bei Brennstoff- und CO₂-Preisen auch andere, eher kurzfristige Rahmenbedingungen und Marktconstellationen – wobei diese durch eine getrennte Betrachtung von Spot- und Future-Märkte hinreichend isoliert werden können;
- für die Endverbrauchspreise bei Strom ist selbst bei Ausklammerung der Energiebesteuerung (als einer der wesentlichen Ursachen für Preisunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten der EU) kein signifikanter Zusammenhang zwischen dem Anteil der Kernenergie und den Preisniveaus für Endverbraucher festzustellen;
- auf liberalisierten und verbundenen Märkten spielt der Mix des Stromaufkommens auch auf der Ebene der Großhandelsebene eine offensichtlich nur äußerst geringe Rolle für die Strompreisniveaus – wobei die feststellbaren Unterschiede auch keineswegs richtungssicher sind;
- im existierenden Stromsystem haben selbst ungeplante und vergleichsweise kurzfristige Ausfälle erheblicher Kernkraftwerks-Kapazitäten keine klar erkennbaren bzw. signifikanten Auswirkungen auf die Spotpreise im Großhandelsmarkt gehabt; durch den derzeit starken Neubau von konventionellen und regenerativen Kraftwerkskapazitäten, relativ geringe Stilllegungen von Altkraftwerken und eine tendenzielle Erhöhung der Kapazitäten von Grenzkuppelstellen ist zu erwarten, dass die Reservekapazitäten in Kontinentaleuropa tendenziell nicht knapper werden.
- für die Endverbrauchspreise bei Strom ist selbst bei Ausklammerung der Energiebesteuerung (als einer der wesentlichen Ursachen für Preisunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten der EU) kein signifikanter Zusammenhang zwischen dem Anteil der Kernenergie und den Preisniveaus für Endverbraucher festzustellen;

Die Analyse der Vergangenheitsentwicklungen liefert zwar eine Reihe von Belegen und Indizien für den (fehlenden) Zusammenhang zwischen unterschiedlichen und sich (schnell) verändernden Anteilen der Kernenergie auf Stromaufkommen, liefert aber

notwendigerweise nur ein unvollständiges Bild, dass durch Modellanalysen für zukünftig erwartbare Entwicklungen ergänzt werden kann und muss.

In den folgenden Abschnitten werden daher zunächst auf hoch aggregierter Ebene qualitative und quantitative Betrachtungen angestellt, die dann durch eine Auswertung detaillierterer Modellanalysen und deren Konsistenzprüfung ergänzt werden.

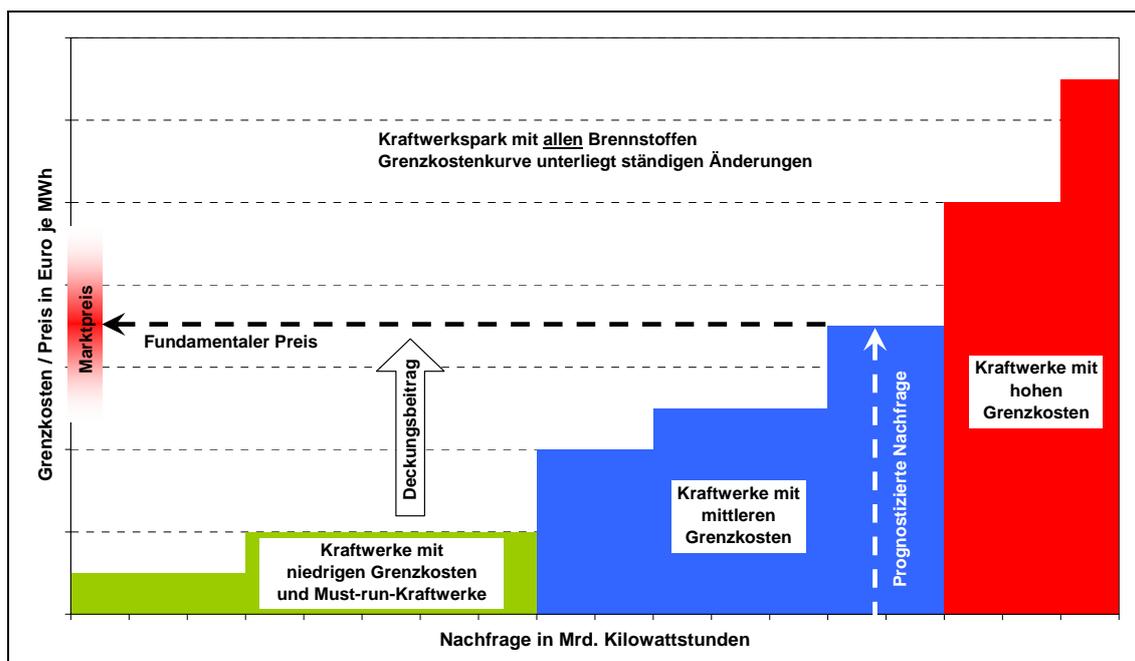
3 Modellüberlegungen zum Zusammenhang von Strompreisen und Auslaufen der Kernenergienutzung

3.1 Vorbemerkungen

Während in den Zeiten von Gebietsmonopolen in der Stromwirtschaft die (regulierten und nach Kundengruppen differenzierten) Preise vor allem aus den realen Kosten der Stromerzeugung zuzüglich eines Gewinnaufschlages ermittelt wurden, hat sich mit der Liberalisierung der Strommärkte der Preisbildungsmechanismus für die Großhandels- und Endverbrauchsmärkte grundlegend geändert.

Endverbrauchspreise ergeben sich aus den Beschaffungskosten für Strom (die sich v.a. auf den Großhandelsmärkten bilden), den Kosten für die Netznutzung sowie den bei den verschiedenen Kundengruppen durchsetzbaren Kosten für Vertrieb bzw. die Gewinnmargen der Stromhändler. Dazu kommen dann noch Umlagen sowie Steuern und Abgaben (die sich naturgemäß in den verschiedenen Staaten unterscheiden).

Abbildung 5 Prinzipdarstellung der Preisbildung auf liberalisierten Strommärkten

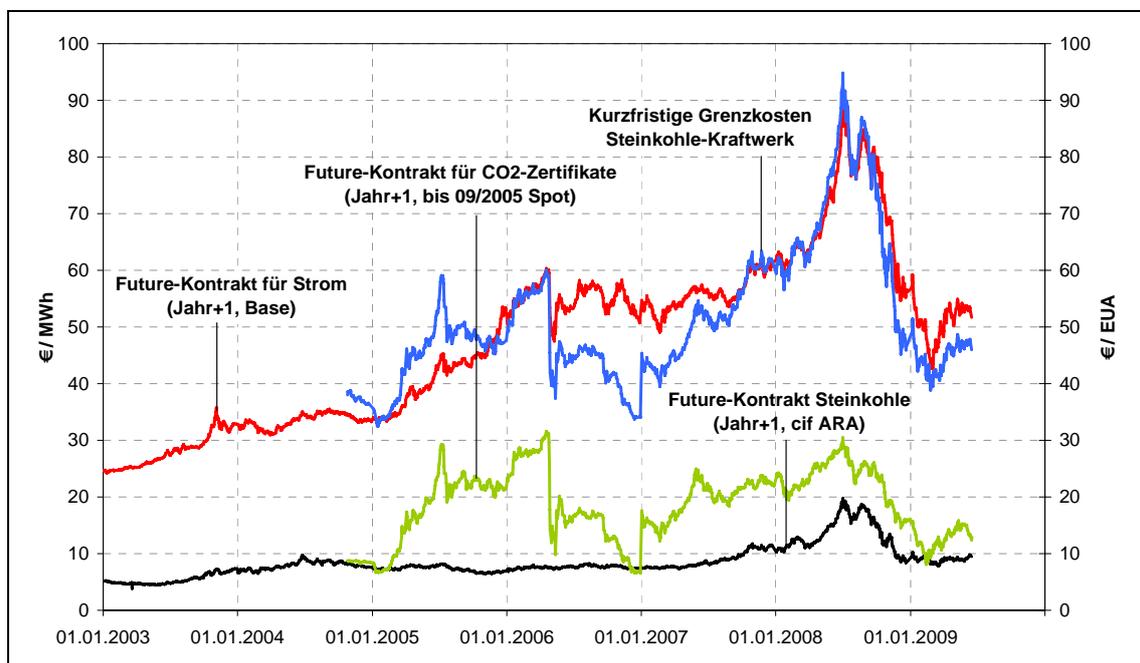


Quelle: Öko-Institut.

Den Maßstab für die Großhandelspreise für Strom bilden zunehmend und in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle die Preise, die an den verschiedenen Strombörsen ermittelt werden. Die Preisbildung an den Strombörsen (Abbildung 5) vollzieht sich theoretisch (und auch empirisch gut belegbar) auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der letzten zum Einsatz kommenden Erzeugungsoption (des sogenannten Grenzkraft-

werks).² Ein Kraftwerk kann am Markt also nur dann bestehen, wenn es mindestens die kurzfristigen Betriebskosten, d.h. vor allem die Brennstoffkosten und die (Opportunitäts-) Kosten für die notwendigen CO₂-Emissionsberechtigungen decken kann. Während das Grenzkraftwerk also nur seine kurzfristigen Betriebskosten decken kann und den Marktpreis determiniert, entstehen für alle anderen Kraftwerke aus der Differenz zwischen dem Marktpreis und den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten Deckungsbeiträge, die zur Deckung der fixen Kapitalkosten der Investitionen und zur Deckung anderer Betriebskosten verfügbar sind bzw. als Gewinne anfallen.

Abbildung 6 Preise für Future-Kontrakte bei Steinkohle, CO₂-Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen im Vergleich zu den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in Mittellastkraftwerken, 2003 bis 2009



Quelle: Öko-Institut.

Der fundamentale Preis für Bandlieferungen auf den Großhandelsmärkten (diese bilden den wohl aussagekräftigsten Indikator für die Preisentwicklungen) bildet sich weitgehend unabhängig vom Beitrag der Kernkraftwerke und hängt vor allem von den im Mittellastbereich zum Einsatz kommenden Kraftwerkstypen ab. Dies sind Kraftwerke, die vor allem für zusätzliche Stromerzeugung verfügbar sind. Die Abbildung 6 illustriert

² Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten sind typischerweise Wasser- und Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke (bei niedrigen CO₂-Preisen), Must-run-Kraftwerke sind Kraftwerke mit fluktuierender Einspeisung und Einspeisevorrang (dies sind vor allem die im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetz geförderten Anlagen) sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Anlagen mit mittleren Grenzkosten sind Steinkohlenkraftwerke, Braunkohlenkraftwerke (bei hohen CO₂-Preisen) sowie hocheffiziente Erdgas-Kraftwerke. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten sind v.a. andere Erdgas- bzw. Öl-Kraftwerke.

dies für die Preisentwicklungen an der deutschen Strombörse EEX. Nach Einführung des EU-Emissionshandelssystems im Januar 2005 sind die Preise für Strom-Bandlieferungen (Future-Kontrakt für Strom) sehr gut durch die fundamentalen Preisentwicklungen auf den Steinkohlen- (Future-Kontrakt Steinkohle) und CO₂-Märkten (Future-Kontrakt für CO₂-Zertifikate) erklärbar, wenn ein älteres Steinkohlenkraftwerk als Grenzkraftwerk unterstellt wird (gezeigt als Kurve für die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohle-Kraftwerks). Leichte Ausnahmen bestehen dabei für die Einführungs- (Lern-) Phase des EU-Emissionshandelssystems sowie für die Marktturbulenzen nach dem Zusammenbruch der CO₂-Märkte im Jahr 2006. Seit dem Ende der Pilotphase des Emissionshandelssystems können die Future-Strompreise jedoch wieder sehr gut fundamental erklärt werden.

Als zentraler Punkt für die Analyse zukünftiger Strompreisentwicklungen stellt sich damit die Frage, welche Kraftwerke unter welchen Bedingungen die heute existierenden Grenzkraftwerke verdrängen werden.

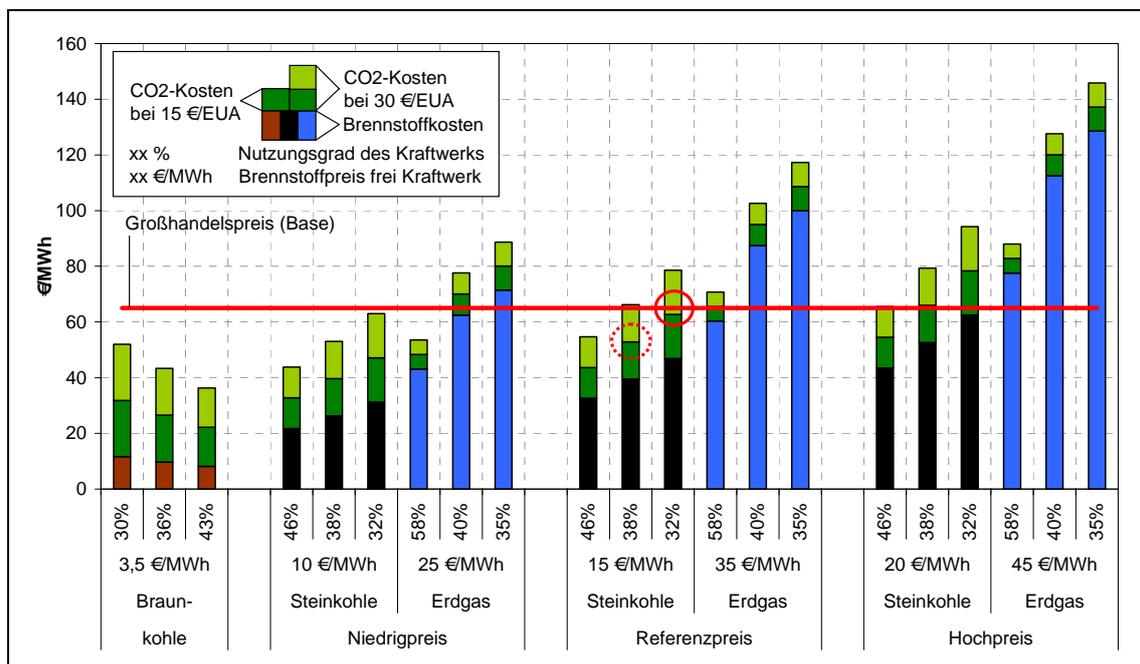
3.2 Abschätzung der Obergrenzen für die Preiseffekte

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke könnte preis senkende Effekte haben, wenn mehr Kapazität am Markt verfügbar ist und deshalb teurere Kraftwerke im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage seltener Preis setzend werden. Wenn davon ausgegangen wird, dass heute v.a. ältere Steinkohlenkraftwerke das Preisniveau auf den Großhandelsmärkten bestimmen, stellt sich die Frage, welche Kraftwerkskapazitäten zukünftig die Rolle Preis setzender Kraftwerke übernehmen werden. Wenn zudem unterstellt wird, dass die entsprechenden Grenzkraftwerke stets über ein gewisses Potenzial zusätzlich verfügbarer Stromerzeugungskapazität verfügen müssen, so engt sich die Frage weiter auf fossile Kraftwerke auf Steinkohlen- und Erdgasbasis ein. Die Preis setzenden Kraftwerke werden dabei kaum neu errichtete Kraftwerke sein können. Als Grenzkraftwerke könnten diese keine oder nur geringe Deckungsbeiträge (Abbildung 5) erwirtschaften, könnten so ihre fixen Kapitalkosten nicht erwirtschaften könnten und würden deshalb nicht gebaut.

Abbildung 7 verdeutlicht die Situation der verschiedenen Kraftwerksoptionen mit Blick auf die kurzfristigen Grenzkosten für verschiedene Brennstoffe, Nutzungsgrade und Entwicklungsvarianten für Brennstoff- und CO₂-Preise. Gezeigt sind dabei die Werte für Braunkohle-, Steinkohle und Erdgaskraftwerke verschiedener Kohorten. Neben den ältesten Kohorten mit Nutzungsgraden von 30%, 32% bzw. 35% sind auch neuere Anlagen gezeigt (Nutzungsgrade 36%, 38% bzw. 40%). Zur Illustration sind weiterhin auch die Werte für heute errichtete Kraftwerksanlagen gezeigt (Nutzungsgrade 43%, 46% bzw. 58%). Die Varianten für die Brennstoffpreisentwicklung unterscheiden sich nur für Steinkohle und Erdgas, für Braunkohle werden weitgehend konstante Preise unterstellt. Die heute absehbaren Brennstoffpreisentwicklungen werden zu Brennstoff-

kosten frei Kraftwerk von ca. 15 €/MWh für Steinkohle und von etwa 35 €/MWh für Erdgas führen.³ In einer Niedrigpreisvariante ergeben sich Steinkohlekosten von 10 €/MWh und Erdgaskosten von ca. 25 €/MWh. In einer Hochpreisvariante kann die Kombination von 20 €/MWh für Steinkohle und 45 €/MWh für Erdgas als konsistente Annahme gelten. Für die CO₂-Emissionsberechtigungen wird eine Bandbreite vom aktuellen Wert von ca. 15 €/EUA bis zum für die dritte Handelsperiode überwiegend erwarteten Wert von ca. 30 €/EUA berücksichtigt.

Abbildung 7 Kurzfristige Grenzkosten verschiedener Kraftwerkstypen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen auf den Brennstoff- und CO₂-Märkten, Zeithorizont 2012



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

Wie bereits gezeigt, erklären ältere Steinkohlenkraftwerke die absehbaren Strompreislagen – hier gezeigt für die Steinkohlen-, Strom- und CO₂-Preisniveaus auf Basis von Future-Kontrakten für 2012 – vergleichsweise gut. Vor dem Hintergrund der drei gezeigten Entwicklungsvarianten für die Brennstoffpreise frei Kraftwerk sowie die CO₂-Preise erklärt sich deutlich, warum in den nächsten ein bis zwei Dekaden vor allem Steinkohlenkraftwerke für Bandlieferungen Preis setzend sein werden: Alle anderen gezeigten Optionen liegen in ihren Grenzkosten entweder so deutlich über denjenigen von (älteren) Steinkohlenkraftwerken, dass sie vor allem für den Mittel- und Spitzenlastbereich Preis zum Einsatz kommen werden oder sie liegen so deutlich unter den

³ Alle Kostenangaben beziehen sich auf den unteren Heizwert sowie auf Anlieferung für ein deutsches Binnenland-Kraftwerk.

Vergleichswerte für Steinkohlenkraftwerke, dass sie eher nicht als Preis setzend in Frage kommen werden.

Wenn unterstellt wird, dass neue Kraftwerke zumindest in erheblichem Umfang nicht gebaut werden, wenn diese keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften können, und dass über die politische Flankierung zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen ins System kommen (die zwar den Marktmechanismen nicht oder nur teilweise unterliegen, aber die Marktentwicklungen als Must-run-Optionen nicht unerheblich beeinflussen⁴), so bleibt folgende Schlussfolgerung zu ziehen: Die Bandbreite der durch die Konfiguration des Kraftwerksparks verursachten Strompreisänderungen ergibt sich vor allem über den Vergleich der kurzfristigen Grenzkosten des aktuell Preis setzenden Grenzkraftwerks und der nächsten Generation von Steinkohlenkraftwerken. Als oberer Bandbreitenwert für vorstellbare Preisänderungen kann damit in robuster Näherung ein Strompreiseffekt von kurzfristig maximal 10 €/MWh angesetzt werden, wenn – bei Annahme ansonsten vollständig unveränderter Rahmenbedingungen – durch die Laufzeitverlängerungen alle älteren Steinkohlekraftwerke gleichzeitig verdrängt würden.

Um diesen oberen Bandbreitenwert einordnen zu können, ist ein Vergleich mit den sich aus unterschiedlichen Preispfaden für Brennstoffe und CO₂ ergebenden Grenzkosten angebracht. Die Entwicklung der Preispfade für die Inputfaktoren Brennstoffe und CO₂ führen damit zu deutlich stärkeren Effekten für die Strompreisniveaus als die genannte Obergrenze.

Da sich aber Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke keineswegs von den anderen Entwicklungen trennen lassen (dies war die o.g. Ceteris-paribus-Annahme), müssen v.a. die Wechselwirkungen zwischen den Modernisierungsstrategien im Mittellastbereich und den Entwicklungen im Bereich der speziell geförderten Stromerzeugungsoptionen (erneuerbare Energien, KWK) bzw. der Energieeffizienz sowie auf den CO₂-Märkten einerseits und Laufzeitverlängerungen andererseits näher betrachtet werden. Hierzu bedarf es komplexerer Modellanalysen.

Gleichzeitig würde sich die hier abgeschätzte Obergrenze der Preiseffekte in Höhe von 10 €/MWh in der Praxis kaum verstetigen lassen. Bei steigenden Preisen treten in einem Strommarkt automatisch Strompreis dämpfende Effekte auf. Niedrigere Preise führen automatisch dazu, dass

- ältere Kraftwerke schneller stillgelegt werden,
- weniger neue Kraftwerke gebaut werden und

⁴ Für den Strommarkt auf der Großhandelsebene haben solche Erzeugungsoptionen insofern eine Bedeutung, dass sie die Merit Order (vgl. Abbildung 5) nach rechts verschieben, die über politische Flankierung in das System gebrachten Erzeugungsoptionen die Nutzung teurer Grenzkraftwerke überflüssig machen. Gleichwohl werden die Kosten für entsprechende Flankierungsmaßnahmen (z.B. die Umlagen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung) im Endkundenmarkt über die entsprechenden Umlagen natürlich wirksam.

- wahrscheinlich mehr Strom in andere Marktgebiete exportiert wird.

Es bleibt also festzuhalten, dass durch eine Laufzeitverlängerung kurzfristig ein Strompreis dämpfender Effekt von wahrscheinlich sehr deutlich unter 10 €/MWh (wie die Analysen in den folgenden Abschnitten zeigen, sogar unter 5 €/MWh) zu erwarten sein könnte.

Mittel- und langfristig wird sich der Strompreis in einem liberalisierten Strommarkt aber immer wieder in Richtung der Vollkosten eines Kraftwerksneubaus einpendeln.

3.3 Auswertung und Konsistenzprüfung vorliegender Modellanalysen

Jüngere Modellanalysen, in denen die Strommarkteffekte von Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke mit komplexeren Modellen analysiert wurden, liegen nur vereinzelt vor. Zu den diesbezüglich verwertbaren Arbeiten gehören einerseits die Untersuchung von EWI/EEFA (2007) für eine Reihe elektrizitätswirtschaftlicher Verbände sowie die Szenarienanalysen von Prognos/EWI (2007) für den Energiegipfelprozess der Bundeskanzlerin.

Diese beiden Modellanalysen haben einen unterschiedlichen Zuschnitt, nutzen teilweise unterschiedliche Modellinstrumentarien, unterscheiden sich in einigen wichtigen Parametern und haben auch unterschiedliche Betrachtungszeiträume.

In der hier vorgenommenen Auswertung dieser Modellanalysen stehen vor allem die folgenden Fragen im Vordergrund:

1. Welche Effekte auf die Großhandelspreise (Base) werden in den Analysen ermittelt?
2. Welcher Anteil der Strompreiseffekte kann den Laufzeitverlängerungen für die Kernkraftwerke zugerechnet werden?
3. Wie konsistent sind die Szenarien vor dem Hintergrund der von den unterstellten Kraftwerksneubauprojekten erzielbaren Deckungsbeiträge?

Insbesondere für die letzte Fragestellung sind quantitative Vorüberlegungen notwendig. Kraftwerke werden danach nur dann (in größerem Umfang errichtet), wenn die Mehrheit der jeweiligen Investoren davon ausgeht, dass neben den kurzfristigen Grenzkosten für Brennstoffe, CO₂-Emissionsberechtigungen etc. auch Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, mit denen die Investitionskosten refinanziert und die verbleibenden Betriebskosten abgedeckt werden können.

Tabelle 1 Beispielrechnungen für die notwendigen Deckungsbeiträge zur Abdeckung der Kapitalkosten für neue fossile Kraftwerke

	Einheit	Steinkohle		Braunkohle		Erdgas	
		niedrige	hohe	niedrige	hohe	niedrige	hohe
		Investitionskosten		Investitionskosten		Investitionskosten	
Investition	€/kW	1.050	1.500	1.240	1.650	550	825
Planungszeitraum	a	20	20	20	20	15	15
Notwendiger Deckungsbeitrag	€/MWh	16	23	19	26	10	14
	€/MWh	25	35	29	39	14	22
Spezifischer Investitionsbeitrag	€/kW je 10 €/MWh	639	639	639	639	570	570
	€/kW je 10 €/MWh	426	426	426	426	380	380

Anmerkungen: Zinssatz 10%. - Spezifischer Investitionsbeitrag ist die (spezifische) Investitionssumme, die aus einem Deckungsbeitrag von 10 €/MWh finanziert werden könnte. Es bleiben darüber hinaus noch andere variable und fixe Betriebskosten (zusammen 3 bis 4 €/MWh) zu decken. Jeweils untere Werte für notwendigen Deckungsbeitrag und spezifischen Investitionsbeitrag für die Auslastungs-Variante.

Quelle: Öko-Institut.

In der Tabelle 1 sind die Annahmen und Ergebnissen einiger Beispielrechnungen zusammengestellt, mit denen die Höhe der notwendigen Deckungsbeiträge für die Refinanzierung der Investitionskosten eingeordnet werden kann. Dargestellt sind Bandbreiten für die Investitionen in neue fossile (Groß-) Kraftwerke, die in den letzten Jahren in Ansatz gebracht wurden. Die jeweils unteren Werte für die spezifischen Investitionskosten beschreiben die Kostensituation für Kraftwerksinvestitionen am Anfang dieser Dekade und die oberen Werte die Situation nach den massiven Kostensteigerungen für Kraftwerke im Jahr 2008. Die Berechnungen zeigen, dass bei einer (hohen) Auslastung von ca. 7.500 Jahresbenutzungsstunden neue Steinkohlekraftwerke allein zur Refinanzierung der Investitionen Deckungsbeiträge 16 bis 23 €/MWh, Braunkohlekraftwerke von 19 bis 26 €/MWh und moderne Erdgaskraftwerke 10 bis 14 €/MWh erzielen müssen. Bei niedrigeren Auslastungen (5.000 h/a) müssen die Kohlenkraftwerke Deckungsbeiträge erwirtschaften, die noch um 10 €/MWh und mehr über den genannten Werte liegen, für Erdgaskraftwerke steigen die notwendigen Deckungsbeiträge um 4 bis 6 €/MWh.

Anders ausgedrückt können aus einem Deckungsbeitrag von jeweils 10 €/MWh für Kohlenkraftwerke Investitionskosten von etwa 430 bis 640 €/kW refinanziert werden, für moderne Erdgaskraftwerke beträgt die Bandbreite hier von 380 bis 570 €/kW. Auf der Grundlage dieser Anhaltswerte können die Modellierungsergebnisse einer robusten Konsistenzprüfung unterzogen werden.

Die Arbeit von EWI/EEFA (2007) ist für die hier zu untersuchenden Fragen vor allem deswegen von Interesse, da es auf Grundlage der vorliegenden Daten zumindest grob möglich ist, die verschiedenen Effekte zu identifizieren⁵:

- Die Unterschiede der Szenarien I und IIa sind vor allem auf die Effekte der im Szenario IIa unterstellten Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke zurückzuführen.⁶
- Die Unterschiede der Szenarien IIa und IIb ergeben sich allein aus den unterschiedlichen Regelungen in Bezug auf die Zuteilung von Emissionsberechtigungen im EU-Emissionshandelssystem und aus dem sich daraus ergebenden Investitionsverhalten bei Neubaukraftwerken.

In der Tabelle 2 sind die zentralen Basisannahmen, Ergebnisse und die Ergebnisse der Konsistenzprüfung zusammengestellt.

Zwei weitere Vorzüge der Modellanalysen von EWI/EEFA (2007) bestehen einerseits darin, dass versucht wurde, unterschiedliche Entwicklungspfade für die Brennstoffpreistrends abzubilden und andererseits in dem (methodisch sehr ambitionierten) Ver-

⁵ Das Szenario III in der Analyse von EWI/EEFA (2007) ist für die hier im Vordergrund stehenden Fragestellungen nicht von Interesse.

⁶ Im Szenario IIa erfolgt der Ausbau der Erneuerbaren Energien über ein EU-weites Quotenmodell. Dies hat zur Folge, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland um rund 14 TWh hinter dem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Szenario I zurückbleibt.

such, auch die Veränderungen der CO₂-Preisniveaus – und damit auch die aus CO₂-Preisänderungen resultierenden Bestandteile der Strompreisänderungen – im Kontext unterschiedlicher Entwicklungspfade des Kraftwerksparks abzuschätzen.

Tabelle 2 Basisannahmen, Ergebnisse und Konsistenzrechnung der Modellanalysen von EW/EEFA (2007), 2005 bis 2030

		Einheit	2005	2010	2020	2030	Bemerkungen	
Hochpreis-Szenario	Preisannahmen	Braunkohlepreis	€/MWh (Hu)	4,30	4,30	4,30	4,30	
		Steinkohlepreis	€/MWh (Hu)	8,48	7,25	7,62	8,11	
		Erdgaspreis	€/MWh (Hu)	22,16	25,48	26,59	28,81	
		CO ₂ -Preis	€/EUA	18,07	20,00	37,00	46,00	Szenario I
	Deckungsbeiträge	Base-Preis	€/EUA	18,07	19,00	36,00	39,00	Szenario IIa
			€/EUA	18,07	19,00	31,00	36,00	Szenario IIb
			€/MWh (el)	46,00	42,90	48,70	56,10	Szenario I
		Braunkohle	€/MWh (el)	46,00	41,20	44,70	49,40	Szenario IIa
			€/MWh (el)	46,00	47,50	51,20	55,80	Szenario IIb
			€/MWh (el)	17,91	12,98	2,70	1,58	Szenario I
	Niedrigpreis-Szenario	Preisannahmen	€/MWh (el)	17,91	12,23	-0,36	1,51	Szenario IIa
			€/MWh (el)	17,91	18,53	10,87	10,74	Szenario IIb
			€/MWh (el)	12,58	10,76	2,95	2,49	Szenario I
			€/MWh (el)	12,58	9,81	-0,30	1,06	Szenario IIa
		Deckungsbeiträge	Erdgas	€/MWh (el)	12,58	16,11	9,96	9,71
€/MWh (el)				0,51	-8,99	-11,01	-10,56	Szenario I
€/MWh (el)				0,51	-10,34	-14,66	-14,83	Szenario IIa
Erdgaspreis			€/MWh (el)	0,51	-4,04	-6,42	-7,38	Szenario IIb
			€/MWh (Hu)	19,94	15,51	16,62	17,73	
	€/EUA	18,07	15,00	22,00	35,00	Szenario I		
Niedrigpreis-Szenario	Preisannahmen	€/EUA	18,07	15,00	21,00	32,00	Szenario IIa	
		€/EUA	18,07	15,00	19,00	27,00	Szenario IIb	
		€/MWh (el)	46,00	39,90	36,10	45,60	Szenario I	
	Deckungsbeiträge	Base-Preis	€/MWh (el)	46,00	36,00	35,40	44,50	Szenario IIa
			€/MWh (el)	46,00	34,60	39,10	45,40	Szenario IIb
			€/MWh (el)	17,91	14,71	4,29	1,49	Szenario I
		Braunkohle	€/MWh (el)	17,91	10,81	4,53	3,23	Szenario IIa
			€/MWh (el)	17,91	9,41	10,13	8,86	Szenario IIb
			€/MWh (el)	12,58	11,52	1,63	0,26	Szenario I
	Niedrigpreis-Szenario	Steinkohle	€/MWh (el)	12,58	7,62	1,68	1,42	Szenario IIa
			€/MWh (el)	12,58	6,22	6,89	6,08	Szenario IIb
			€/MWh (el)	7,56	7,82	-10,48	-27,91	Szenario I
Erdgas		€/MWh (el)	7,56	3,92	-10,83	-27,97	Szenario IIa	
		€/MWh (el)	7,56	2,52	-6,44	-25,33	Szenario IIb	
		€/MWh (el)	7,56	2,52	-6,44	-25,33	Szenario IIb	

Anmerkungen: Alle Preis- und Kostenangaben in € (2005), Erdgaspreise von Ho auf Hu umgerechnet, CO₂-Preise für 2005 nach EEX-Spotmarktergebnissen. - Szenario I: Auslaufen KKW nach AtG 2002, kostenlose Zuteilung im EU ETS, Fortschreibung EEG und KWKG. - Szenario IIa: Laufzeitverlängerung KKW, kostenlose Zuteilung im EU ETS, Auslaufen EEG und KWKG, Bonusmodell für Erneuerbare. - Szenario IIb: wie Szenario IIa, nur 100% Auktionierung im EU ETS. - Deckungsbeiträge ermittelt für Neubaukraftwerke: Braunkohle 43%, Steinkohle 46%, Erdgas 58%, andere variable Betriebskosten jeweils 1 €/MWh

Quellen: EW/EEFA (2007), Berechnungen des Öko-Instituts

In Bezug auf die Entwicklung der CO₂-Preisniveaus ergeben sich die folgenden Aspekte:

- In beiden Energiepreisszenarien ergeben sich für den Fall einer Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke niedrigere CO₂-Preise als für den Auslaufpfad des AtG 2002. Für den Zeithorizont 2020 sind diese Unterschiede

gering (ca. 1 €/EUA), im Jahr 2030 erreichen sie im Hochpreisszenario (für Erdgas) etwas höhere Werte (ca. 7 €/EUA).

- Erheblich größere Minderungen für die CO₂-Preise ergeben sich jedoch durch die Einführung der Vollauktionierung der CO₂-Emissionsberechtigungen, die aus dem Vergleich der Szenarien IIa und IIb abgeleitet werden können. Für das Jahr 2020 beträgt der Rückgang der CO₂-Preise im Hochpreisszenario 5 €/EUA und im Jahr 2030 ca. 3 €/EUA. Im Niedrigpreisszenario liegen die entsprechenden Unterschiede bei etwa 2 bzw. 5 €/EUA.

Insgesamt ist also die Sensitivität des CO₂-Preisniveaus durch die im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems unterschiedlich ausgelösten Investitionsstrategien mindestens gleich bzw. sogar etwas stärker als der Effekt von Laufzeitverlängerungen einzuordnen. Damit kommt der Analyse derjenigen Investitionsstrategien eine besondere Rolle zu, die komplementär zur ggf. erfolgenden Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke verfolgt werden (können).

Ein Vergleich der Großhandelspreisniveaus für Bandlieferungen (Base) und der erzielbaren Deckungsbeiträge für Neubaukraftwerke⁷ führt zu den folgenden Ergebnissen:

- Sowohl im Hochpreis- als auch im Niedrigpreisszenario erzielt keines der unterstellten Neubaukraftwerke einen Deckungsbeitrag der für die Finanzierung der notwendigen Investitionen ausreichen würde. Die Kohlenkraftwerke erreichen im Zeithorizont 2020/2030 meist nicht einmal die Hälfte der für die Investitionsfinanzierung notwendigen Deckungsbeiträge. Erdgaskraftwerke erwirtschaften bei den unterstellten Gaspreisen im Base-Bereich nach 2010 keinerlei positive Deckungsbeiträge.
- Positive Deckungsbeiträge im Bereich der Kohlenkraftwerke werden nur im Szenario IIb erzielt. Ob aber in einem Szenario mit Vollversteigerung der CO₂-Emissionsberechtigungen mit und ohne Laufzeitverlängerungen signifikante Unterschiede bei den Base-Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt richtungssicher ermittelt werden können, bleibt angesichts der geringen Preisunterschiede für Strom (maximal 4 bis 7 €/MWh für 2020/2030 im Hochpreisszenario, im Bereich von 1 €/MWh im Niedrigpreisszenario) und des Einflusses der nur sehr großen Unsicherheiten ermittelbaren CO₂-Preisunterschiede sehr fraglich.
- Die Situation bei den Deckungsbeiträgen zeigt jedoch auch sehr deutlich, dass unter Maßgabe der niedrigen Strompreisniveaus Investitionen in Kohlen- oder Erdgaskraftwerke für Bandlieferungen nicht erfolgen werden, die sich ergebenden Preisniveaus also letztlich zu niedrig sind.

⁷ Zu den unterstellten Annahmen und Parametern im Einzelnen siehe die Angaben in der Tabelle.

In der Modellanalyse von Prognos/EWI (2007) wird an einer wichtigen Stelle eine Vereinfachung getroffen. Der CO₂-Preis wird in den – unterschiedlich angelegten – Szenarien nicht variiert und erreicht auch im Jahr 2020 ein deutlich geringeres Niveau als im Hochpreisszenario in der Analyse von EW/EEFA (2007). Allerdings liegt das CO₂-Preisniveau etwa auf dem gleichen Niveau wie im (hinsichtlich des Erdgaspreises eher vergleichbaren) Niedrigpreisszenario von EW/EEFA (2007). Analysiert wurden die Szenarien „Koalitionsvertrag (KV)“, „Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“ sowie „Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken (KKW)“.⁸

Tabelle 3 Basisannahmen, Ergebnisse und Konsistenzrechnung der Modellanalysen von Prognos/EWI (2007), 2005 bis 2020

		Einheit	2005	2010	2015	2020	Bemerkungen
Preisannahmen	Braunkohlepreis	€/MWh (Hu)	4,32	4,32	4,32	4,32	
	Steinkohlepreis	€/MWh (Hu)	8,46	7,24	7,38	7,63	
	Erdgaspreis	€/MWh (Hu)	19,01	18,22	18,68	19,80	
	CO ₂ -Preis	€/EUA	20,85	14,89	17,77	21,70	
	Base-Preis	€/MWh (el)	46,00	39,00	45,00	48,00	Szenario KV
		€/MWh (el)	46,00	40,00	43,00	49,00	Szenario EE
		€/MWh (el)	46,00	39,00	39,00	39,00	Szenario KKW
Deckungsbeiträge	Braunkohle	€/MWh (el)	15,23	13,86	17,15	16,42	Szenario KV
		€/MWh (el)	15,23	14,86	15,15	17,42	Szenario EE
		€/MWh (el)	15,23	13,86	11,15	7,42	Szenario KKW
	Steinkohle	€/MWh (el)	10,52	10,72	14,24	13,72	Szenario KV
		€/MWh (el)	10,52	11,72	12,24	14,72	Szenario EE
		€/MWh (el)	10,52	10,72	8,24	4,72	Szenario KKW
	Erdgas	€/MWh (el)	4,98	1,42	5,61	5,32	Szenario KV
		€/MWh (el)	4,98	2,42	3,61	6,32	Szenario EE
		€/MWh (el)	4,98	1,42	-0,39	-3,68	Szenario KKW
Anmerkungen: Alle Preis- und Kostenangaben in € (2005), Braunkohlepreis auf langfristige Braunkohle-Vollkosten umgerechnet, CO ₂ -Preise aus Brennstoffpreisen mit CO ₂ -Aufschlag rückgerechnet. - Szenario KV: Szenario "Koalitionsvertrag (KV)". - Szenario EE: Szenario "Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien (EE)". - Szenario KKW: Szenario Szenario "Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken (KKW)". - Deckungsbeiträge ermittelt für Neubaukraftwerke: Braunkohle 43%, Steinkohle 46%, Erdgas 58%, andere variable Betriebskosten jeweils 1 €/MWh							

Quellen: Prognos/EWI (2007), Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Analyse der Deckungsbeiträge für die Szenarien ergibt ein sehr heterogenes Bild:

- Deckungsbeiträge, die in die Nähe der niedrigen Varianten für die Investitionskosten der unterstellten Neubaukraftwerke (vgl. Tabelle 1) kommen, ergeben sich nur für die Szenarien KV und EE.
- Unter den im Szenario KKW entstehenden Deckungsbeiträgen lassen sich die – in nur wenig geringerem Umfang als in den anderen beiden Szenarien unter-

⁸ Das Szenario KV ist durch eine Steigerung der Energieproduktivität zwischen 1990 und 2020 um den Faktor 2 charakterisiert, das Szenario EE unterstellt darüber hinaus einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien vor und im Szenario KKW wird eine gegenüber dem Szenario KV um 20 Jahre verlängerte Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke unterstellt.

stellten – Kraftwerksinvestitionen nicht darstellen, sie bleiben deshalb unplausibel.

- Damit sind wahrscheinlich auch die Strompreisminderungen von ca. 10 €/MWh im Szenario KKW sehr deutlich überzeichnet. Ein Rückwärtsrechnung der entsprechenden Deckungsbeiträge lässt hier allenfalls ein Strompreisniveau für das Jahr 2020 erwarten, das wenig unter dem Niveau der anderen beiden Szenarien liegt.

Auch die in der Modellanalyse von Prognos/EWI (2007) errechneten Strompreisunterschiede für die Szenarien mit und ohne Laufzeitverlagerungen sind daher im Lichte der Konsistenzprüfung zumindest als stark überzeichnet einzuordnen.

4 Schlussfolgernde Überlegungen

Aus den vorstehenden Teilanalysen (mit verschiedenen methodischen Ansätzen und aus verschiedenen Perspektiven) sowie in der Zusammenschau dieser Einzelergebnisse lässt sich eine Reihe von Schlussfolgerungen ziehen:

1. *Analyse der historischen Strompreise mit unterschiedlichem Kernenergie-Anteil*
 - Aus dem Vergleich zwischen Ländern mit unterschiedlichen Kernenergieanteilen lassen sich keine systematischen Effekte für den Einfluss des Kernenergieanteils am Stromaufkommen auf die Strompreise für Haushalts- oder Industriekunden ableiten. Sowohl unter den Mitgliedstaaten mit hohen Kernenergieanteilen als auch unter denen ohne Kernenergie finden sich sehr hohe bzw. niedrige Preisniveaus für Haushalts- und Industriekunden.
 - Der gesondert durchgeführte Vergleich Deutschland-Frankreich bestätigt dies: Es sind sowohl Zeiträume zu identifizieren, in denen sich im französischen Markt (mit einem Kernenergie-Anteil von fast 80%) etwas höhere Preise für Future-Kontrakte ergaben als in Deutschland (Kernenergie-Anteil von unter 30%) als auch umgekehrt.
 - Die Analyse des kurzfristigen Ausfalls von sehr erheblichen Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland im Jahr 2007 (sieben Kernkraftwerke mit 45% der installierten Engpassleistung zeitweise vom Netz) ergibt keine Anhaltspunkte für einen Zusammenhang zwischen dem Kapazitätsausfall und dem Strompreisniveau auf den Spot-Großhandelsmärkten.
 - Insgesamt zeigt sich, dass die Liberalisierung und Marktintegration im Rahmen der EU in der Tendenz zu einer Konvergenz der Strompreisniveaus auf den Großhandelsmärkten führt, in der der jeweilige Stromerzeugungsmix eines Landes zunehmend an Bedeutung verliert.
2. *Analyse der Strompreisbildung am Strommarkt*
 - Maßgeblich für die Strompreisbildung am Strommarkt sind die Stromerzeugungskosten des Grenzkraftwerks, d.h. des Kraftwerks, dessen kurzfristige Erzeugungskosten den aktuellen Börsenpreis bestimmen. Dies ist für den kontinentaleuropäischen Strommarkt in der Regel ein altes, d.h. ineffizientes Steinkohlekraftwerk, niemals jedoch ein Kernkraftwerk. Der potenziell strompreismindernde Effekt einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken ergibt sich insofern nicht aus den niedrigeren Stromerzeugungskosten von alten Kernkraftwerken (deren Deckungsbeiträge als Gewinne privatisiert werden), sondern ggf. nur dann, wenn aufgrund der Verlängerung der Kernkraftwerks-Laufzeiten ein etwas weniger ineffizientes Steinkohlekraftwerk den Preis setzt.
 - Über eine quantitative und eine orientierende qualitative Analyse der (Grenzkosten-) Preisbildung im kontinentaleuropäischen Strommarkt kann die maximale Höhe etwaiger und eher mittelfristiger Strompreisänderungen

als Folge von Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke eingegrenzt werden. Diese Größenordnung beträgt im oberen Extremfall 1ct/kWh, im Rahmen der realistisch erwartbaren Entwicklungen wahrscheinlich deutlich weniger.

- Die Analyse komplexer Modellierungsarbeiten zeigt interessante Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Determinanten für die Strompreisbildung auf. Entscheidend ist aber, dass die meisten Szenarien einer Konsistenzprüfung nicht standhalten, da in nur wenigen Fällen über die modellierten Strompreisniveaus auch Deckungsbeiträge erzielt werden können, die für die unterstellten Investitionen notwendig sind. Der quantitative Vergleich zeigt hier, dass erstens die kurzfristigen Effekte von Laufzeitverlängerungen auf die Strompreisniveaus nicht eindeutig bestimmt werden können und sich zweitens ggf. eher deutlich unterhalb einer Marke von 0,5 ct/kWh bewegen dürften.
- In jedem Fall wird sich auf einem nachhaltig funktionierenden Großhandelsmarkt mittel- und langfristig eher ein Preisniveau einstellen (müssen), das auch die Investitionskosten neuer Kraftwerksprojekte abdeckt. Dieses Niveau dürfte über den etwaig zu erwartenden kurzfristigen Strompreiseffekten durch eine Laufzeitverlängerung liegen.

3. *Auswirkungen auf die Investitionen in neue Kraftwerke*

- Entscheidend für das zukünftige Strompreisniveau ist aufgrund der Analyse des Großhandelsmarktes nicht die Frage der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken, sondern vielmehr, welche neuen Kraftwerke in den nächsten Jahren realisiert werden – da diese v.a. darüber bestimmen, welches Kraftwerk als Grenzkraftwerk fungieren wird. Vor diesem Hintergrund ist kaum davon auszugehen, dass Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke zu einer signifikanten Senkung oder zu einer Dämpfung der Strompreise führen. Im Gegenteil: Die Planungssicherheit, die für alle Investoren mit einem transparenten und langfristigen Fahrplan für die Stilllegung der Kernkraftwerke verbunden ist, führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer erhöhten Investitionsbereitschaft. Daraus ergibt sich eine beschleunigte Modernisierung und ggf. Dekarbonisierung des Kraftwerksparks sowie eine längerfristige Dämpfung der Strompreisentwicklung. Die mit Laufzeitverlängerungen einhergehenden Unsicherheiten für das marktliche Umfeld würden dagegen wahrscheinlich zu einem gedämpften Modernisierungsprozess und damit verbunden eher zu höheren Strompreisen führen.
- Eine Laufzeitverlängerung kann ggf. auch nicht zu unterschätzenden Verteilungs- und Wettbewerbseffekte nach sich ziehen. Für den Fall, dass Strompreiseffekte durch Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke entstehen und dementsprechend Neuinvestitionen der letzten bzw. der nächsten Jahre notleidend würden, könnten bereits heute marktbeherrschende Investoren die entsprechenden Verluste durch die Gewinnmitnahmen aus den Lauf-

zeitverlängerungen kompensieren. Andere Marktteilnehmer müssten massive Verluste hinnehmen. In der Folge würde die Wettbewerbsintensität sinken und die Zementierung von Marktmacht könnte wiederum Preis treibende Entwicklungen auslösen.

Insgesamt lässt sich vor dem Hintergrund der beschriebenen Analyseergebnisse die Aussage treffen, dass die Hoffnung auf Strompreissenkungen bzw. –dämpfungen über den längeren Betrieb der deutschen Kernkraftwerke durch die Analyse der empirischen Daten oder der entsprechenden Modellanalysen keineswegs belegt werden kann. Vielmehr ist die Frage entscheidend, welche zusätzlichen Kraftwerke in den nächsten Jahren errichtet werden. Da Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke im Bereich der marktgetriebenen Investitionen in konventionelle Kraftwerke (inklusive Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) kontraproduktive Anreize setzen, ist vielmehr auch die Möglichkeit gegeben, dass bei einer Laufzeitverlängerung das Strompreisniveau steigt.

5 Literatur

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA) (2007): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Szenariendokumentation. Köln, 23.5.2007.

Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 ((Inklusive Anhang 2 %-Variante). Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln, 1. November 2007.

Verwendete Datenbasen

European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Leipzig.

Eurostat: Elektrizität - Haushaltabnehmer - halbjährliche Preise - Ab 2007. Luxemburg.

Eurostat: Elektrizität - Industrieabnehmer - halbjährliche Preise - Ab 2007. Luxemburg.

International Atomic Energy Agency (IAEA): Power Reactor Information System (PRIS). Vienna.

Powernext: Market data. Paris.

Statistisches Bundesamt: Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Wiesbaden.