Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Studie

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke

Ninghong Sun
Matthias Hundt
Markus Blesl
Alfred Voß

Auftraggeber:
EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe

Stuttgart, Oktober 2010

Inhaltsverzeichnis

1 Hintergrund und Zielsetzung **1**

2 Vergleich der ausgewählten Studien zu ökonomischen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke **5**

3 Methodische Vorgehensweise **13**
3.1 Energie- und elektrizitätswirtschaftliche Marktmodelle 13
3.2 Ansätze zur Analyse der unternehmensseitigen und marktstrukturellen Auswirkungen 14

4 Energiewirtschaftliche und -politische Rahmenannahmen **17**
4.1 Untersuchte Szenarien 17
4.2 Energieträgerpreise 18
4.3 Ausbau erneuerbarer Energien 20
4.4 CO_2-Minderungsziele und CO_2-Zertifikatepreise 22
4.5 Inländische Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung 22
4.6 Nachrüstungskosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeitverlängerung . . 24

5 Analyse der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke **27**
5.1 Elektrizitätswirtschaftliche Auswirkungen 27
5.2 Unternehmensseitige und marktstrukturelle Auswirkungen 37

6 Abschöpfung der Zusatzgewinne **47**
6.1 Steuereinnahmen 47
6.2 Brennelementesteuer 48

7 Fazit **51**

A Zusammenfassung der ausgewählten Studien **53**

B Kurzcharakterisierung der verwendeten Modelle **59**
B.1 Energiesystemmodell TIMES PanEU 59
B.2 Elektrizitätsmarktmodell E2M2s 59

C Ergebnisse der Szenarienvarianten **61**
C.1 „Niedrigere Energieträgerpreise“ 62
C.2 „Höhere Klimaschutzziele“ 65
C.3 „Verstärkter EE-Ausbau“ 68
C.4 „Brennelementesteuer“ 71
C.5 „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 74

Literatur **77**

Tabellenverzeichnis

2.1 Veröffentlichungen zur Abschätzung ökonomischer Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung . . . 6

4.1 Definition Basisszenarien . . . 18
4.2 Definition Szenarienvarianten . . . 19
4.3 Basisentwicklung der Energieträgerpreise . . . 19
4.4 Niedrigere Energieträgerpreise . . . 20
4.5 Basisentwicklung der Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien 20
4.6 Höhere Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien . . . 21
4.7 Entwicklung der inländischen Elektrizitätsnachfrage . . . 23
4.8 Entwicklung der inländischen Elektrizitätserzeugung . . . 24

5.1 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 . . . 31
5.2 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre . . . 32
5.3 Durchschnittliche Absenkung der jährlichen Elektrizitätspreise . . . 33
5.4 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 . . . 35
5.5 Kostenentlastung für Elektrizitätsverbraucher . . . 36
5.6 Zusätzliche Deckungsbeiträge der betrachteten Unternehmensgruppen . . . 41
5.7 Zusätzliche Gewinne der betrachteten Unternehmensgruppen . . . 43

6.1 Zusatzgewinne nach Steuer und zusätzliche Abgabe von Gewinnsteuern der Kernkraftwerksbetreiber . . . 48

A.1 Wesentliche Rahmenannahmen und Ergebnisse der ausgewählten Studien . . 54

C.1 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050, Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ . . . 62
C.2 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre, Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ . . . 63
C.3 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050, Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ . . . 64
C.4 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ . . . 65
C.5 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ . . . 66

C.6 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ 67
C.7 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 68
C.8 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 69
C.9 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 70
C.10 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050, Variante „Brennelementesteuer“ 71
C.11 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre, Variante „Brennelementesteuer“ 72
C.12 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050, Variante „Brennelementesteuer“ 73
C.13 Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050, Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 74
C.14 Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre, Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 75
C.15 Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050, Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 76

Abbildungsverzeichnis

4.1 Entwicklung der CO_2-Preise 23

5.1 Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland 28
5.2 Kumulierte Zubauleistungen konventioneller Kraftwerke in Deutschland . . . 30
5.3 Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland 31
5.4 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland 32
5.5 CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors 35
5.6 Deckungsbeiträge der Kernkraftwerke 38
5.7 Deckungsbeiträge der Kernkraftwerksbetreiber 38
5.8 Deckungsbeiträge der sonstigen Kraftwerksbetreiber 39
5.9 Entwicklung der Marktanteile verschiedener Unternehmensgruppen an der Elektrizitätserzeugung 44
5.10 Entwicklung der Marktanteile verschiedener Unternehmensgruppen an der installierten Kapazitäten 45

C.1 Entwicklung des Kraftwerksparks, Variante„Niedrigere Energieträgerpreise“ 62
C.2 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise, Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ 63
C.3 Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ 64
C.4 Entwicklung des Kraftwerksparks, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ 65
C.5 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ 66
C.6 Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, Variante „Höhere Klimaschutzziele“ 67
C.7 Entwicklung des Kraftwerksparks, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 68
C.8 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 69
C.9 Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ 70

C.10 Entwicklung des Kraftwerksparks,
Variante „Brennelementesteuer“ 71
C.11 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise,
Variante „Brennelementesteuer“ 72
C.12 Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors,
Variante „Brennelementesteuer“ 73
C.13 Entwicklung des Kraftwerksparks,
Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 74
C.14 Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise,
Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 75
C.15 Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors,
Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ 76

1 Hintergrund und Zielsetzung

Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wird die Kernenergie als eine „Brückentechnologie“ bezeichnet, bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann. Um die Klimaschutzziele, erträgliche Energiepreise und wenige Abhängigkeit vom Ausland zu erreichen, wird die Bereitschaft erklärt, die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern. Hierzu soll eine Vereinbarung mit den Betreibern getroffen werden, die Voraussetzungen und Inhalte einer Laufzeitverlängerung regelt und allen Beteiligten Planungssicherheit gewährleistet.

Vor dem Hintergrund der Absicht der Bundesregierung, die Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland zu verlängern, sind in der letzten Monaten auch verschiedene Untersuchungen zu den energie- und gesamtwirtschaftlichen sowie den wettbewerbsseitigen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung vorgelegt worden. Dabei werden Laufzeitverlängerungen zwischen 4 und 28 Jahren betrachtet, was eine Nutzungszeit der Kernkraftwerke von etwa 36 bis 60 Jahren entsprechen würde. Teil der Diskussion über eine Laufzeitverlängerung ist auch die Frage nach der Verträglichkeit längerer Laufzeiten der Kernkraftwerke mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. So wird z. B. in [7, 14, 29] postuliert, dass eine Laufzeitverlängerung die Integration zunehmender Elektrizitätsmengen aus erneuerbaren Energien aufgrund mangelnder technischer Betriebsflexibilität der Kernkraftwerke behindern würde. Diese These ist in einer Studie [17] sowohl aus technisch-betrieblicher und ökonomischer Perspektive als auch aus Sicht der CO_2-Emissionen bewertet worden. Es konnte dabei gezeigt werden, dass die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke für das derzeitige Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energie an der Elektrizitätserzeugung auf 40 % im Jahr 2030 zu erhöhen, keineswegs einen Hemmschuh darstellt, sondern sogar zur Senkung der Systembetriebskosten, Elektrizitätspreise und CO_2-Emissionen aus dem deutschen Elektrizitätssektor beitragen kann.

Die Untersuchungen zu den wirtschaftlichen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung decken dabei verschiedene Bereiche und Aspekte ab. So werden die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen wie die Veränderungen des Bruttoinlandsproduktes (BIP) sowie Beschäftigungseffekte diskutiert. Des Weiteren wird auf die Elektrizitätswirtschaft fokussiert, um die Auswirkungen auf die Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung in Deutschland sowie die Elektrizitätspreise und Treibhausgasemissionen zu quantifizieren. Darüber hinaus sind die unternehmensbezogenen Effekte, wie Auswirkungen auf Gewinne und Deckungsbeiträge,

sowie mögliche wettbewerbliche und marktstrukturelle Veränderungen einer Laufzeitverlängerung Gegenstand der Untersuchungen. Die vorliegenden Untersuchungen kommen dabei durchaus zu erheblich divergierenden Ergebnissen, die aus unterschiedlichen Rahmendaten aber auch aus einer unterschiedlichen methodischen Vorgehensweise resultieren. Während auf der volkswirtschaftlichen und elektrizitätswirtschaftlichen Ebene primär positive Effekte ermittelt werden [13, 20], weisen einige Studien für die Kraftwerksbetreiber, die keine Kernkraftwerke in ihrem Kraftwerkspark besitzen, deutliche wettbewerbliche Nachteile aus. Es wurde dabei erörtert, dass eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke die erzielbaren Gewinne dieser Unternehmen wesentlich verringern und die zukünftige Ausweitung ihres Marktanteils erheblich behindern würde.

Ein weiterer prominenter Untersuchungsgegenstand sind die durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke induzierten zusätzlichen Gewinne der Kernkraftwerksbetreiber. Ein großer Teil der diesbezüglichen Untersuchungen beruht auf einem statischen Bewertungsansatz, mit dem die Kernkraftwerke isoliert betrachtet werden. Die Vernachlässigung der übrigen konventionell thermischen Kraftwerke der Kernkraftwerksbetreiber und die ungenügende Berücksichtigung der dynamischen Zusammenhänge auf den Elektrizitätsmärkten können zu einer beträchtlichen Fehleinschätzung der erzielbaren zusätzlichen Gewinne führen.

Die vorliegende Untersuchung beabsichtigt eine quantitative Bewertung der potentiellen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke auf die Elektrizitätswirtschaft und die Wettbewerbsstrukturen am Elektrizitätsmarkt. Während der erste Aspekt im Hinblick auf die Erzeugungsstruktur, Elektrizitätspreise und Treibhausgasemissionen analysiert wird, werden im zweiten Teil unternehmensseitige und marktstrukturelle Veränderungen ermittelt. Das modellbasierte Analyseinstrumentarium ermöglicht eine Betrachtung des deutschen Elektrizitätsmarktes mit Einbindung in das europäische Energiesystem. Um den Einfluss unsicherer energiewirtschaftlicher und -politischer Bestimmungsfaktoren auf die Analyseergebnisse aufzuzeigen, werden entsprechende Variationsrechnungen durchgeführt.

Die vorliegende Studie gliedert sich wie folgt. Abschnitt 2 beinhaltet einen kurzen Vergleich ausgewählter Studien zu den Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. Dabei wird auf die wesentlichen Merkmale der methodischen Ansätze und die wichtigsten Ergebnisse eingegangen. Abschnitt 3 beschreibt die methodische Vorgehensweise der vorliegenden Untersuchung einschließlich des Modellinstrumentariums und des Bewertungsansatzes. In Abschnitt 4 werden die zu untersuchenden Szenarien und Varianten erläutert und die unterstellten energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenannahmen diskutiert. Eine ausführliche Bewertung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf Basis der Modellergebnisse findet sich in Abschnitt 5. Im darauffolgenden Kapitel wird eine mögliche Abschöpfung der erwarteten Zusatzgewin-

ne der Kernkraftwerksbetreiber diskutiert. Die Studie schließt in Abschnitt 7 mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse.

2 Vergleich der ausgewählten Studien zu ökonomischen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke

Zur Beurteilung der ökonomischen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke liegen bereits unterschiedliche Arbeiten vor, die in der überwiegenden Mehrzahl in den letzten Monaten veröffentlicht worden sind und so zur Debatte über die Vorteilhaftigkeit einer Laufzeitverlängerung beigetragen haben. Eine Übersicht hierzu bietet Tabelle 2.1. Wettbewerbliche Einschätzungen auf Grundlage juristischer Argumente (i.e. wettbewerbsrechtliche Aussagen) sind auch Teil des Gemeinschaftsgutachtens von [12]. Ähnliche Aspekte werden schwerpunktmäßig in einem weiteren Gutachten [5] diskutiert. Darüber hinaus liegen einige Stellungnahmen zur rechtlichen Zustimmungspflichtigkeit einer Laufzeitverlängerung vor [15, 24, 26, 31, 34]. Die vorliegende Untersuchung verzichtet allerdings auf diese juristischen Aspekte.

Tabelle 2.1: Veröffentlichungen zur Abschätzung ökonomischer Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Nr.	Autor(en), Titel, Institution	Erscheinungs-datum	Auftraggeber bzw. Erscheinungsort	Untersuchungsschwerpunkte
01	Fahl, U. et al.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009, [13].	März 2010, Pressemitteilung vom 05.07.2010	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin	Primärenergieverbrauch, CO_2-Emissionen und Zertifikatepreise, Kraftwerkspark, Elektrizitätserzeugung und -preise, Produktions- und Beschäftigungseffekte.
02	enervis energy advisors GmbH und Becker Büttner Held (BBH): Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz, [12].	12.03.2010 (Pressemitteilung und Kurzfassung); Langfassung auf Anfrage	ARGEnergie e.V., Mark-E AG, Stadtwerke u. a.	Zusätzliche Gewinne der vier KKW-Betreiber; Marktstruktur und Wettbewerb; Stilllegung alter Braun- und Steinkohlenkraftwerke im Gegenzug zu einer Laufzeitverlängerung als „Opt-In-Modell “.
03	Ritzau, M. et al.: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke auf den Erzeu-gungsmarkt in Deutschland / Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), [28].	25.02.2010 (Pressemeldung und Zwischenergebnisse); Langfassung auf Anfrage	Trianel GmbH	Zusätzliche Deckungsbeiträge; Entwicklung der CO_2-Emissionen; Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksneubauten; Erzeugungsstrukturen und Marktanteile; Stilllegungsoption alter Kohlenkraftwerke.

Nr.	Autor(en), Titel, Institution	Erscheinungs-datum	Auftraggeber bzw. Erscheinungsort	Untersuchungsschwerpunkte
04	Bruckner, T et al.: Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt / Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement und arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, [6].	19.01.2010 (Pressemeldung und Kurzfassung); Langfassung auf Anfrage	8KU	Zusätzliche Deckungsbeiträge; Strompreisentwicklung; Kraftwerksausbau; Wettbewerbsstruktur.
05	Lienert, M. et al.: Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke / r2b energy consulting GmbH und EEFA GmbH & Co KG, [20].	17.01.2010 (Pressemeldung, Kurzfassung und Langfassung)	Bundesverband der deutschen Industrie e. V. (BDI)	Entwicklung der Strompreise und CO_2-Zertifikatepreise; Wirtschaftswachstum (BIP, Arbeitsplätze); sektorale Effekte (Kostenentlastungen).
06	LBBW Equity-Sales: Koalitionsvertrag: Laufzeitverlängerung / Energiepolitik im Fokus. In: LBBW (Hrsg.): Institutional Equity Research, [18].	26.10.2009	-	Zusätzliche Gewinne; Aktienkursentwicklung; Break-Even-Abschätzung für Nachrüstungsaufwendungen; Instrumente des Vorteilsausgleichs; Auswertung Koalitionsvertrag.

Nr.	Autor(en), Titel, Institution	Erscheinungsdatum	Auftraggeber bzw. Erscheinungsort	Untersuchungsschwerpunkte
07	LBBW Equity-Sales: Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken - eine Option auf Versorgeraktien. In: LBBW (Hrsg.): Institutional Equity Research, [19].	02.07.2009	-	Zusätzliche Gewinne; Aktienkursentwicklung; Analyse der Wahlprogramme.
08	Pfaffenberger, W.: Mehrerlöse bei verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken : Ergänzung zu der Veröffentlichung von Capital, März 2009, veröffentlicht in Capital Januar 2010, [27].	03.2009 bzw. 01.2010; Ergebniszusammenstellung auf Anfrage an den Autor	Wirtschaftsmagazin Capital	Zusätzliche Gewinne (allerdings ausgewiesen als Mehrerlöse); zusätzliche Steuereinnahmen des Staates.
09	Matthes, F. C.: Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissubventionen / Öko-Institut e.V., [23].	07.07.2008	-	Zusätzliche Gewinne; Kompensationsmodelle.
10	Lindenberger, D. et al.: Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland / Energiewirtschaftliches Institut (ewi), [21].	10.2005	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin	Kraftwerkspark, Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch u. -importe, CO_2-Emissionen, Kosten der Stromerzeugung und Strompreise sowie Produktions- und Beschäftigungseffekte.

Von den zehn in Tabelle 2.1 aufgeführten Untersuchungen konzentriert sich die Mehrzahl der Arbeiten [6, 12, 18, 19, 23, 27, 28] auf eine Abschätzung der elektrizitätswirtschaftlichen und unternehmensseitigen Effekte, vor allem auf die Bezifferung zusätzlicher Gewinne, Deckungsbeiträge bzw. Erlöse aus einer Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke auf insgesamt 40 oder 60 Betriebsjahre. Daneben existieren drei Untersuchungen [13, 20, 21], die gerade die letztgenannten unternehmensseitigen Effekte ausblenden, dafür jedoch mit einem breiteren Fokus volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung abschätzen.

Um die Vorteilhaftigkeit einer Laufzeitverlängerung zu untersuchen, müssen die unternehmensseitigen Effekte (zusätzliche Gewinne, Deckungsbeiträge, Erlöse) einer entsprechenden Unternehmensgruppe zugeordnet werden. Üblicherweise ist diese entweder das Kollektiv der 17 derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke oder die Gruppe an Unternehmen, die diese Kernkraftwerke (und auch viele andere konventionell thermische Kraftwerke) in ihrem Kraftwerkspark betreiben oder über Kapitalverflechtungen daran beteiligt sind. Entsprechend fallen die jeweils ausgewiesenen Ergebnisse unterschiedlich aus.

Neben Unschärfen in der Begrifflichkeit bzw. Bezugsgröße sind die vorliegenden Analysen von zum Teil stark differierenden Annahmen bezüglich relevanter energiewirtschaftlicher Einflussgrößen geprägt. Hierzu gehören vor allem die Erwartung über die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise und der CO_2-Zertifikatepreise oder die Annahmen bezüglich der Erzeugungs- und ggf. Ertüchtigungskosten der Kraftwerke. Bei den volkswirtschaftlichen Analysen weichen die Erwartungen über die Produktionsnachfrage und der daraus abzuleitenden Energienachfrage auch voneinander ab.

Schließlich existieren Unterschiede in der Methode zur Abschätzung vor allem der unternehmensseitigen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung. So werden neben detaillierten modellgestützten Analysen [6, 12, 28] auch statische, szenariobasierte Berechnungen [18, 23, 27] durchgeführt, die bei den wesentlichen Einflussgrößen, wie z. B. dem Elektrizitätspreis, keine zeitliche Entwicklung, sondern ein konstantes Niveau annehmen.

Vor diesem Hintergrund ist keine unmittelbare Vergleichsbasis der oben genannten Untersuchungen vorhanden. Vielmehr sollen im Folgenden vor allem die Bandbreiten, die in den Untersuchungen für die zusätzlichen Gewinne, Deckungsbeiträge und Erlöse ausgewiesen werden, dargestellt werden. Weiterhin werden ebenfalls die Spannweiten für Auswirkungen auf den Elektrizitätspreis und die CO_2-Emissionen diskutiert. Teilweise sind für die monetären Größen keine Preisbasen zu finden. Deshalb ist eine Vereinheitlichung der Preisebasen bzw. Geldwerten dabei nicht möglich.

Die zusätzlichen Gewinne aus einem verlängerten Betrieb der 17 Kernkraftwerke werden in vier vorliegenden Untersuchungen abgeschätzt [12, 18, 23, 27]. Die in [27] ausgewiesene Bandbreite für eine Laufzeitverlängerung um acht Jahre (auf durchschnittlich 40

Betriebsjahre) von 27 bis 106 Mrd. € schließt die Ergebnisse der anderen Untersuchungen ein. Die Spanne ist auf drei weit auseinander liegende Annahmen für den Elektrizitätspreis zurückzuführen, der zwischen 50 und 120 €/MWh variiert. Konzentriert man sich für die in diesem Zusammenhang erwähnten Untersuchungen auf einen zukünftigen Korridor des Elektrizitätspreises von etwa 80 bis 100 €/MWh, ergeben sich zusätzliche Gewinne von etwa 61 bis 90 Mrd. €. Eine Laufzeitverlängerung um 28 Jahre (auf entsprechend 60 Betriebsjahre) wird in den Untersuchungen bei gleichem Elektrizitätspreiskorridor mit zusätzlichen Gewinnen von etwa 193 bis 233 Mrd. € in Verbindung gebracht. Die immer noch deutlich verbleibende Bandbreite ist auf die oben genannten Unterschiede der Analysen zurückzuführen, vor allem darauf, ob zeitlich veränderliche Elektrizitätspreise als wesentliche Determinante der zusätzlichen Gewinne fundamental aus Energieträger- und CO_2-Zertifkatepreispfaden erklärt, oder als konstante Preise exogen vorgegeben werden.

Im Vergleich der oben genannten Abschätzungen zu dem zusätzlichen Gewinn durch eine Laufzeitverlängerung fallen die Aussagen in [6, 28] bezüglich der zusätzlichen Deckungsbeiträge der Anlagenbetreiber (einschließlich ihrer übrigen Kraftwerke) für eine Laufzeitverlängerung auf 40 Betriebsjahre auf, die sich entsprechend der zuvor dargelegten Abgrenzung von den Gewinnen um die fixen Betriebskosten unterscheiden sollten. Die in diesen Veröffentlichungen abgeschätzten Deckungsbeiträge von etwa 57 Mrd. € liegen etwas unter dem Niveau der zuvor diskutierten Gewinne, die lediglich aus dem verlängerten Betrieb der 17 Kernkraftwerke resultieren. Grund hierfür könnten niedrigere Elektrizitätspreise und die Begrenzung auf den Betrachtungshorizont bis 2030 sein.[1]

Schließlich finden sich in [12] Abschätzungen für zusätzliche Erlöse der 17 Kernkraftwerke. Eine Laufzeitverlängerung um acht Jahre würde demzufolge zu zusätzlichen Erlösen von 85 Mrd. $€_{2010}$ führen, während eine Laufzeitverlängerung um 28 Jahre zusätzliche Erlöse von 340 Mrd. $€_{2010}$ hervorrufen würde.

Wie zuvor bereits angedeutet bestehen allein bei den Studien zur Abschätzung der unternehmensseitigen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung teilweise erhebliche Unterschiede bezüglich des Elektrizitätspreises als wichtigster Determinante zusätzlicher Gewinne oder Deckungsbeiträge. In den vorliegenden modellgestützten Analysen [6, 12, 13, 20, 21, 28] zu den Auswirkungen einer Aufhebung der Laufzeitverkürzung deutscher Kernkraftwerke ergibt sich folgende Spannweite der zu erwartenden Senkung des Elektrizitätspreises: Bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre beträgt diese für das Jahr 2020 –3 $€_{2010}$/MWh bis –12 $€_{2009}$/MWh und reduziert sich erwartungsgemäß bis zum Jahr 2030 auf –7 $€_{2010}$/MWh bis 0 $€_{2009}$/MWh. Bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre fallen die ermittelten Preisreduktionen gegenüber dem Szenario mit einem Ausstieg aus der Kernenergie als Referenzszenario entsprechend höher aus. Sie betragen für das Jahr 2020 –18 $€_{2009}$/MWh bis –6 $€_{2000}$/MWh und für das Jahr 2030 –22 $€_{2009}$/MWh bis

[1] In [28] werden die Elektrizitätspreise gar nicht ausgewiesen, was eine Einordnung nochmals erschwert.

–9 €$_{2000}$/MWh. Als Ursache für diese Bandbreiten sind vor allem unterschiedliche Pfade der CO_2-Zertifikatepreise und angenommene Erwartungen bezüglich der Entwicklung der Energieträgerpreise zu sehen.

Für die CO_2-Emissionen in Deutschland weisen die modellgestützten Analysen ebenfalls unterschiedliche Reduktionspotentiale einer Laufzeitverlängerung auf. Für einen weiteren Betrieb der Kernkraftwerke auf 40 Jahre ergibt sich in den Analysen mit einer sektorübergreifenden Betrachtung [13, 20, 21] für das Jahr 2020 eine Spanne von –9 bis –40 Mio. t CO_2. Unterstellt man eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre betragen die ausgewiesenen Reduktionsmengen für das Jahr 2020 –17 bis –34 Mio. t CO_2 und für das Jahr 2030 –37 bis –90 Mio. t CO_2.

Schließlich werden die aus den unterschiedlichen Emissionsmengen beeinflussten Minderungen der Zertifikatepreise bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre für das Jahr 2020 relativ einheitlich mit –3 €$_{2000}$/t CO_2 bis –4 €$_{2009}$/t CO_2 angegeben (allerdings bei variierenden absoluten Niveaus der Zertifikatepreise). Für eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre wird für das Jahr 2020 eine Preisminderung von –5 €$_{2000}$/t CO_2 bis –9 €$_{2009}$/t CO_2 und für das Jahr 2030 eine Preisminderung von –8 €$_{2000}$/t CO_2 bis –16 €$_{2009}$/t CO_2 ausgewiesen.

3 Methodische Vorgehensweise

Die Untersuchung in der vorliegenden Studie basiert auf einer modellgestützten Analyse durch Kopplung eines Energiesystem- und eines Elektrizitätsmarktmodells. Die Rahmenannahmen zu den Energieträgerpreisen, dem Ausbau erneuerbarer Energien und den Klimaschutzzielen fließen in die Modellierung des europäischen Energiesystems ein. Die Teilergebnisse des Energiesystemmodells, insbesondere inländische Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung sowie CO_2-Zeritifikatepreise, ergänzen die Rahmenbedingungen zur Untersuchung des deutschen Elektrizitätsmarktes. Anhand der Modellergebnisse ergibt sich ein konsistentes Bild für die elektrizitätswirtschaftliche Entwicklung. Eine unternehmensseitige sowie marktstrukturelle Analyse erfordert eine weitere Zuordnung der Erzeugungskapazitäten zu den einzelnen Unternehmen (Kapitalverflechtungen) und darüber hinaus einen geeigneten Ansatz zur Ermittlung der Unternehmensergebnisse.

3.1 Energie- und elektrizitätswirtschaftliche Marktmodelle

Die modellgestützte Analyse erfolgt über die sequentielle Anwendung von zwei am IER entwickelten fundamentalen Modellen TIMES PanEU und E2M2s. TIMES PanEU bildet das europäische Energiesystem mit den EU-27 Staaten sowie der Schweiz, Norwegen und Island ab. Alle für Energieversorgung und -nachfrage relevanten Sektoren sind im Modell mit unterschiedlichen Detaillierungsgraden enthalten. Hierzu gehören beispielweise der Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung, die Industrie, der Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und der Transportsektor. Dadurch lassen sich wichtige regionen- und sektorenübergreifende Wechselwirkungen, einschließlich des Elektrizitätsaußenhandels und des CO_2-Zertifikatehandels, konsistent beschreiben.

Während TIMES PanEU aufgrund der umfassenden Modellierung aller Energiesektoren mit starken zeitlichen und technologischen Aggregationen angewendet wird, ermöglicht das Elektrizitätsmarktmodell E2M2s auf Basis von Untersuchungsergebnissen aus TIMES PanEU, den deutschen Elektrizitätsmarkt nach Bereinigung des Elektrizitätsaußenhandels isoliert, jedoch mit höheren zeitlichen und strukturellen Auflösungen, abzubilden. Mit einem kostenminimierenden Ansatz werden in E2M2s die Kraftwerksinvestitionen in

konventionelle Erzeugungsanlagen sowie der Kraftwerkseinsatz für den Betrachtungszeitraum optimiert.[2]

3.2 Ansätze zur Analyse der unternehmensseitigen und marktstrukturellen Auswirkungen

Die mit einer Laufzeitverlängerung zu erwartenden wettbewerbsstrukturellen Auswirkungen lassen sich auf Basis von Modellergebnissen sowohl durch die Veränderung der Marktanteile (als Anteile an der Elektrizitätserzeugung oder der Kraftwerkskapazität) als auch durch Veränderungen in den Unternehmensergebnissen bewerten. Da die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Elektrizitätserzeugung in absehbarer Zukunft noch durch die EEG-Förderung mit weiter privilegierter Einspeisung bestimmt wird, konzentrieren sich die hierfür durchgeführten unternehmensseitigen und marktstrukturellen Analysen auf die konventionellen Erzeugungsanlagen[3]. Die einzelnen Unternehmen, die durch eine Laufzeitverlängerung mit ähnlichen Effekten betroffen sind, werden zu einer Unternehmensgruppe zusammengefasst. Dementsprechend werden die im Modell berücksichtigten Bestandsanlagen und in Bau befindlichen neuen Anlagen wie folgt zu den jeweiligen Unternehmensgruppen zugeordnet.

KKW: alle 17 deutschen Kernkraftwerke

KKW-Betreiber: alle Kraftwerksbetreiber, die Kernkraftwerke in Deutschland besitzen bzw. daran beteiligt sind (Das sind im Einzelnen die E.ON AG, RWE AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Vattenfall Europe AG, Stadtwerke München GmbH, Stadtwerke Bielefeld GmbH und GDF Suez SA[4]).

Sonstige Betreiber: alle Betreiber deutscher Kraftwerke, die keine Kernkraftwerke in ihrem Kraftwerkspark haben.

Da eine unmittelbare Zuordnung von zukünftigen Kraftwerkszubauten (jenseits der in Bau befindlichen Anlagen) zu den drei oben genannten Unternehmensgruppen nicht möglich ist, werden diese in einer weiteren Gruppe ***Neu-KW*** zusammengefasst.

Die Untersuchung der unternehmensseitigen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung erfolgt über eine Analyse der Veränderungen in den gesamten Deckungsbeiträgen und Gewinnen aller zugehörigen Erzeugungsanlagen der jeweiligen Unternehmensgruppen.

[2] Eine ausführlichere Beschreibung der Modelle TIMES PanEU und E2M2s ist jeweils in Abschnitt B.1 und Abschnitt B.2 zu finden.

[3] Dazu gehören die konventionellen Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke.

[4] Der französische Energiekonzern GDF Suez SA hat seit November 2009 durch Tausch von Erzeugungskapazitäten mit E.ON AG Bezugsrechte auf 700 MW_{el} aus den Kernkraftwerken Krümmel, Gundremmingen und Unterweser.

Dabei erscheint es sinnvoll, zunächst die Begrifflichkeiten Erlös, Deckungsbeitrag und Gewinn aus der hier relevanten, betriebswirtschaftlichen Perspektive voneinander abzugrenzen.

Aus dem kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz der Modellanalyse werden für jede Stunde das Aufkommen der benötigten Elektrizität und Fernwärme sowie die Bereitstellung der Reserveleistung durch einzelne Erzeugungsanlagen ermittelt. Daraus können die zukünftigen Elektrizitätspreise sowie Preisindizes für Fernwärme und Reserveleistung abgeleitet werden. Durch Vermarktung der drei Produkte lassen sich die folgenden ökonomischen Größen berechnen, die die Betriebsergebnisse eines Unternehmens im Wesentlichen bestimmen.

Erlöse

Elektrizitätsversorgung [E^{El}]: Jede Erzeugungsanlage erzielt einen Erlös für die Bereitstellung der elektrischen Energie zu den entsprechenden Elektrizitätspreisen.

Fernwärmeversorgung [E^{W}]: Analog zur Elektrizitätsversorgung ergibt sich ein zusätzlicher Erlös für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) durch die Lieferung von Fernwärme.

Bereitstellung von Reserveleistung [E^{Res}]: Die aus der Modellanalyse resultierenden Reserveleistungspreise gelten als Indizes für die Leistungspreise am Regelenergiemarkt zur Bereitstellung der Primär-, Sekundär- und Minutenreserve. Die durch tatsächliche Abrufe der Sekundär- und Minutenreserve erzielbaren Arbeitspreise werden aufgrund von fehlenden Informationen in der Untersuchung vernachlässigt.

Kosten

Variable Betriebskosten [K^{Var}]: Dazu gehören alle von den Erzeugungsmengen abhängigen Kostenkomponenten. Dabei bilden in der Regel die Brennstoffkosten und Kosten zum Erwerb der benötigten CO_2-Zertifikaten den größten Anteil. Ein relativ geringer Teil setzt sich aus den durch Anlagenverschleiß und zusätzlichen Brennstoffbedarf verursachten Anfahrkosten sowie sonstigen Betriebskosten zusammen. Bei Anlagen mit CO_2-Abscheidungstechnologien entstehen zusätzliche Kosten für den Transport und die Speicherung der abgetrennten CO_2-Menge.

Investitionskosten [$K^{\mathrm{Inv,\ Annu}}$]: Zur Berechnung der jährlichen Gewinne für die derzeit in Bau befindlichen sowie für die zukünftig zugebauten Kraftwerke werden die Investitionskosten in Form von Annuitäten berücksichtigt. Relevante Faktoren zur Ermittlung der Annuitäten sind der zugrunde gelegte Zinssatz[5] und die unterstellte technische Nutzungsdauer der Anlagen.

[5] Zur Berechnung der Annuitäten wird in der vorliegenden Studie ein Zinssatz in Höhe von 10,5% unterstellt.

Fixe Betriebskosten [K^{Fix}]: Fixe Betriebskosten fallen jährlich unabhängig von der Erzeugungsmenge bei allen in Betrieb befindlichen Anlagen an. Dazu gehören beispielsweise Kosten für Wartung, Personal und Versicherung.

Nachrüstungskosten [$K^{\text{NR, Annu}}$]: In der vorliegenden Untersuchung werden von den beiden betrachteten Laufzeitverlängerungen auf 40 bzw. 60 Jahre Nachrüstungskosten zunächst nur für die längere Variante unterstellt, vgl. Abschnitt 4.6. Sie beziehen sich auf die einmaligen Kosten zur Ertüchtigung der Kernkraftwerke für den verlängerten Betrieb. Die Berücksichtigung der Nachrüstungskosten erfolgt analog zu den Investitionskosten in Form von Annuitäten über die verlängerte Laufzeit.

Auf Basis der oben diskutierten Erlös- und Kostenkomponenten der einzelnen Erzeugungsanlagen [u] können die Deckungsbeiträge [DB] sowie die Gewinne [GW] der drei betrachteten Unternehmensgruppen [UG] anhand von Formeln 3.1 und 3.2 ermittelt werden.

Deckungsbeiträge

$$DB_{UG} = \sum_{u \in UG} (E_u^{\text{El}} + E_u^{\text{W}} + E_u^{\text{Res}} - K_u^{\text{Var}}) \tag{3.1}$$

Gewinne

$$GW_{UG} = DB_{UG} - \sum_{u \in UG} (K_u^{\text{Fix}} + K_u^{\text{Inv,Annu}} + K_u^{\text{NR,Annu}}) \tag{3.2}$$

Zur Analyse der zukünftigen Marktstruktur wird für die drei Unternehmensgruppen die Entwicklung der Marktanteile ihrer Bestandsanlagen sowohl an der jährlichen Elektrizitätserzeugung als auch an der Erzeugungskapazität aufgezeigt. Des Weiteren wird untersucht, welches Potential sich für die Veränderung von Marktanteilen in der Zukunft ergibt.

4 Energiewirtschaftliche und -politische Rahmenannahmen

Zur Untersuchung der in Abschnitt 1 erläuterten Fragestellungen baut die Analyse auf einen Basisfall sowie weitere fünf Varianten auf. Die wesentlichen Annahmen zu den energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen, die zum Teil in den Varianten einzeln zu untersuchen sind, werden auf Basis verschiedener Forschungsarbeiten und derzeitiger Energiepolitik in Deutschland diskutiert. Die in Abschnitten 4.4 und 4.5 dargestellten CO_2-Zertifikatepreise und inländische Elektrizitätserzeugungen sind Modellergebnisse aus dem Energiesystemmodell TIMES PanEU und dienen für die weitere Analyse des Elektrizitätsmarktes als Eingangsparameter.

4.1 Untersuchte Szenarien

Zur Ermittlung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke werden drei Basisszenarien, in denen ein Kernenergieausstieg nach dem gegenwärtigen Atomgesetz und zwei Varianten einer Laufzeitverlängerung für die derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Deutschland unterstellt. Die elektrizitätswirtschaftlichen, unternehmensseitigen sowie marktstrukturellen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung lassen sich anhand der modellgestützten Analyse durch die Gegenüberstellung der Szenarien mit einer Laufzeitverlängerung und einem Kernenergieausstieg abschätzen.

Für den Fall eines Kernenergieausstiegs wird angenommen, dass die deutschen Kernkraftwerke entsprechend der durchschnittlichen jährlichen Auslastung im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2006 bis zur Erreichung der im derzeitigen Atomgesetz vereinbarten Reststrommenge betrieben werden. Damit würden die Kernkraftwerke in Deutschland eine Betriebsdauer von etwa 32 Jahren erreichen. Für die beiden Szenarien mit einer Laufzeitverlängerung wird für die vorliegende Untersuchung jeweils von einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (+ 8 Jahre) bzw. auf 60 Jahre (+ 28 Jahre) ausgegangen.

Die drei Basisszenarien werden hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen und der Laufzeiten der Kernkraftwerke in Tabelle 4.1 definiert.

Neben den unterstellten Laufzeiten der Kernkraftwerke unterscheiden sich die drei Basisszenarien auch hinsichtlich der CO_2-Zertifikatepreise und der inländischen Elektrizitätserzeugung, die sich aus dem Energiesystemmodell TIMES PanEU infolge der unterschiedlichen Betriebsjahre der Kernkraftwerke ergeben (Vgl. Abschnitte 4.4 und 4.5).

Tabelle 4.1: Basisszenarien

Szenarienbezeichnung	Rahmenannahmen der Basisszenarien	Laufzeit der Kernkraftwerke	Abkürzung
„Basisszenarien“	Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend dem derzeitigen Ziel der Bundesregierung; CO_2-Minderung gemäß derzeitigen EU-Zielen	32 Jahre	Base KA
		40 Jahre	Base 40
		60 Jahre	Base 60

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung, insbesondere die der längeren Variante auf 60 Jahre, können durch verschiedene energiewirtschaftliche und -politische Faktoren beeinflusst werden. Daher unternimmt die vorliegende Studie den Versuch, eine mögliche Spannweite für die jeweils untersuchte Auswirkung mittels einiger Varianten anzugeben. Dafür wird in jeder Variante gegenüber den Basisszenarien eine der folgenden Rahmenbedingungen verändert: Entwicklung der Energieträgerpreise, zukünftige Ziele zur Emissionsminderung und zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie Einführung einer Brennelementesteuer. In einer weiteren Variante wird unterstellt, dass bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre höhere Brennstoffkreislaufkosten wegen verteuerter Zwischenlagerung, steigender Uranpreise oder Anreicherungskosten zu erwarten sind.

In Tabelle 4.2 ist eine kurze Charakterisierung der untersuchten Varianten zu finden.

4.2 Energieträgerpreise

Das Preisgefüge für Energie wird bis heute überwiegend von den Rohölpreisentwicklungen geprägt. Seit Ende der 1990er Jahre bis Mitte 2008 war der Rohölpreis stark angestiegen, woraufhin ein Preiseinbruch folgte. Derzeit liegt der OPEC-Korb-Preis, der stellvertretend für die Preise der übrigen Sorten wie Brent oder West Texas Intermediate (WTI) ist, bei etwa 75 US-$\$_{2007}$/bbl. In der Basisprojektion wird für die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise nach dem Preiseinbruch 2009 ein Anstieg des Rohölpreises bis 2030 auf mehr als 100 US-$\$_{2007}$/bbl angenommen, von dem sich die Entwicklung des Heizöl-, Erdgas- und Steinkohlenpreises ableitet.

Im Gegensatz zu Öl, Gas und Steinkohle hängen die Braunkohlenpreise dagegen wesentlich von der Struktur der Förderkosten an den Abbaustätten ab, ohne eine unmittelbare Kopplung an den weltweiten Rohölpreis. Da sich die heimische Förderstruktur für die Braunkohlen kaum verändern wird, werden konstante Energieträgerpreise für die Braunkohlen angenommen.

Tabelle 4.2: Szenarienvarianten

Szenarienbezeichnung	Variierte Rahmenannahmen gegenüber Basisszenarien	Abkürzung[a]
„Niedrigere Energieträgerpreise“	Moderatere Energieträgerpreise	Var EP KA Var EP 60
„Höhere Klimaschutzziele“	Höhere CO_2-Minderungensziele	Var KS KA Var KS 60
„Verstärkter EE-Ausbau“	Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien	Var EE KA Var EE 60
„Brennelementesteuer“	Einführung einer Brennelementesteuer für Kernbrennstoff von 5 €$_{2007}$/MWh$_{th}$	Var BS KA Var BS 60
„Höhere Brennstoffkreislaufkosten“	Lineare Steigerung der Brennstoffkreislaufkosten ab 2024 bis 5 €$_{2007}$/MWh$_{el}$ in 2050	Var NC 60

[a] Analog zu den Basisszenarien bezeichnen „KA“ und „60“ in den Abkürzungen jeweils einen Kernenergieausstieg und eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre.

Für den Energieträgerpreis der Kernenergie werden die Brennstoffkreislaufkosten zugrunde gelegt, in dem die gesamten Kosten für die Brennstoffversorgung (u. a. Uran, Konversion, Anreicherung) sowie die Kosten für die Entsorgung der Brennelemente mitberücksichtigt werden (Zwischenlagerung und Endlagerung).

Zu den jeweiligen Welt-Primärenergiepreisen werden für die Projektion der Energieträgerpreise frei Kraftwerk in Deutschland die entsprechenden Transportkosten für Steinkohle und Erdgas addiert, die den durchschnittlichen Entfernungen von Handelsplätzen am Weltmarkt zu deutschen Kraftwerksstandorten entsprechen. In Tabelle 4.3 ist die angenommene Entwicklung der Energieträgerpreise in „Basisszenarien“ dargestellt.

Tabelle 4.3: Entwicklung der realen Energieträgerpreise frei Kraftwerk in „Basisszenarien“ [€$_{2007}$/GJ].

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Heizöl	11,47	14,28	15,70	16,41	16,76
Erdgas	8,33	9,96	10,79	11,20	11,40
Steinkohlen	2,45	2,79	3,03	3,08	3,14
Braunkohlen	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Kernbrennstoff	0,82	0,76	0,77	0,77	0,77

Zur Abdeckung von Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Energieträgerpreise werden entsprechend einer alternativen (niedrigeren) Ölpreisvariante die Energieträgerpreise für Erdgas und Steinkohle angepasst. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Ölpreis bis zum Jahr 2030 einen Wert von 75 US-$$_{2007}$/bbl erreicht, was nominal bei einer unterstellten Inflation von 2,3 % pro Jahr einem Preis von etwa 127 US-$/bbl entspricht. Der in Tabelle 4.4 beschriebene Preispfad gilt für die Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“.

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Heizöl	10,94	12,42	13,05	13,32	13,42
Erdgas	8,02	8,88	9,25	9,40	9,47
Steinkohlen	2,28	2,62	2,69	2,73	2,76
Braunkohlen	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Kernbrennstoff	0,82	0,76	0,77	0,77	0,77

Tabelle 4.4: Entwicklung der realen Energieträgerpreise frei Kraftwerk in der Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ [€$_{2007}$/GJ].

4.3 Ausbau erneuerbarer Energien

Für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2020 und 2030 wird eine deutliche Ausweitung unterstellt, so dass entsprechend den Zielen der Bundesregierung in 2020 ein Anteil am Brutto-Elektrizitätsverbrauch von rund 30 % erreicht wird. Bis 2030 steigt der Anteil auf etwa 40 % und bis 2050 auf ca. 60 % an. Tabelle 4.5 fasst die Annahmen für die „Basisszenarien“ über den zukünftigen Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Elektrizitätserzeugung zusammen.

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Wind	48	100	158	177	195
...offshore	0,7	34	83	96	109
...onshore	47	66	75	80	86
Laufwasser	24	24	24	24	24
Photovoltaik	8	20	30	40	50
Biomasse	28	36	40	44	48
Summe	108	180	252	285	317

Tabelle 4.5: Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in „Basisszenarien“ [TWh].

Insgesamt wird unterstellt, dass die Privilegierung der elektrischen Einspeisung aus den Nutzungssystemen erneuerbarer Energien auch zukünftig besteht. Eine von der Bundesregierung angestrebte intensivierte Nutzung der Windkonverter auf dem Meer - erst recht entsprechend der obigen Annahme - ist nur bei einem deutlichen Ausbau des Elektrizitätsnetzes realisierbar. Deshalb wird weiterhin angenommen, dass mit dem Gesetz zur

Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG) potentielle Netzengpässe bei der Integration der durch Offshore-Windkonverter eingespeisten Elektrizität in Zukunft vermieden werden.

Die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie steigt gemäß der vorliegenden Annahme von geschätzten 48 TWh im Jahr 2010 auf 100 TWh im Jahr 2020 an, wovon etwa 34 TWh durch Offshore-Windkonverter erzeugt würden.

Für die Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaikanlagen wird davon ausgegangen, dass sie bis 2020 auf mindestens 20 TWh und bis 2050 auf 50 TWh ansteigen wird, wobei eine stärkere Nutzung der Freiflächen zu erwarten ist.

Die Elektrizitätserzeugung aus Biomasse wird von etwa 28 TWh im Jahr 2010 auf 48 TWh im Jahr 2050 steigen. Hier ist aufgrund eines rückläufigen Anteils der Deponie- und Klärgasnutzung und einer besseren Anpassung an die zunehmend durch Kraft-Wärme-Kopplung bediente Versorgungsaufgabe ebenfalls eine zukünftig steigende Ausnutzung der Erzeugungsanlagen festzustellen.

Das Nutzungspotenzial der Wasserkraft mit Lauf- und Speicherwasserkraftwerken ist in Deutschland nahezu ausgeschöpft. Deshalb wird angenommen, dass die elektrische Erzeugung mit diesen Anlagen in etwa auf einem konstanten Niveau von 24 TWh verbleiben wird.

Wie zuvor erläutert, orientiert sich diese Untersuchung an den derzeitigen Zielen der Bundesregierung zur Ausweitung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien. Andere Projektionen des Ausbaus und der Nutzung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung gehen teilweise ähnlich vor. Allerdings bestehen Unterschiede in der Beurteilung der Entwicklungspfade einzelner Erzeugungstechnologien. Daher wird für die Szenarienanalyse die Möglichkeit vorgesehen, zusätzliche erneuerbare Energien zur Elektrizitätserzeugung einzusetzen. In der Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ wird von einem wesentlich höheren Ausbaupfad für erneuerbare Energien ausgegangen. Damit erreicht die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bereits in 2020 40 %, in 2030 50 % und in 2050 sogar 80 % des Netto-Elektrizitätsverbrauchs (siehe Tabelle 4.6). Die hierfür vorgegebene Entwicklung orientiert sich an den Studien [1, 9, 22, 25, 30].

Tabelle 4.6: Netto-Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in der Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ [TWh].

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Wind	48	126	178	230	271
...offshore	0,7	46	95	143	180
...onshore	47	80	83	87	91
Laufwasser	24	24	24	24	24
Photovoltaik	8	20	30	40	55
Biomasse	33	61	61	64	80
Summe	113	231	293	358	430

4.4 CO_2-Minderungsziele und CO_2-Zertifikatepreise

In den „Basisszenarien“ entsprechen die CO_2-Reduktionsziele den energie- und klimapolischen Vorgaben der EU für Deutschland, nämlich eine Minderung um 21 % in 2020 gegenüber 2005 in den ETS-Sektoren[6]. Danach wird von einer jährlichen Reduktion um 1,74 % bis 2050 ausgegangen. Für Nicht-ETS-Sektoren sind ebenfalls Minderungsziele bis 2020 in der EU vorgeschrieben. Dementsprechend ist für Deutschland bis dahin eine gesamte CO_2-Reduktion um 14 % gegenüber 2005 vorgesehen.

Auf Basis der aktuellen Diskussion über höhere CO_2-Reduktionsziele als der bisherigen EU-Vereinbarung beträgt das Treibhausgasminderungsziel in der Variante „Höhere Klimaschutzziele“ 31,5 % in 2020 gegenüber 2005 für die ETS-Sektoren, das mit der gleichen jährlichen Reduktionsrate in den „Basisszenarien“ fortgeschrieben wird. Für Deutschland bedeutet dies ein Minderungsziel von rund 40 % für das Jahr 2020 und rund 80 % für das Jahr 2050, jeweils gegenüber 1990.

Der sich einstellende CO_2-Preis in den jeweiligen Perioden ist stark abhängig von den Reduktionszielen und den verfügbaren Techniken oder Optionen zur Emissionsminderung. Durch die sich langfristig verschärfenden Anforderungen hinsichtlich der Reduktion der CO_2-Emissionen bzw. der Treibhausgasemissionen wird eine immer größer werdende Anzahl von Emissionsminderungsmaßnahmen zur Erreichung des Ziels genutzt. Damit ergeben sich für die „Basisszenarien“ (bzw. für Varianten mit gleichen Klimaschutzzielen) CO_2-Zertifikatepreise, die ab 2030 einen starken Anstieg erwarten und in 2050 ein Preisniveau gegen 130 €$_{2007}$/t CO_2 erreichen. In der Variante „Höhere Klimaschutzziele“ fängt der starke Preisanstieg bereits ab 2025 an und die CO_2-Zertifikatepreise erreichen in 2050 etwa 200 €$_{2007}$/t CO_2. Eine Laufzeitverlängerung kann die CO_2-Zertifikatepreise in der betrachteten Zeitperiode unterschiedlich vermindern. Sowohl in den „Basisszenarien“ als auch in der Variante „Höhere Klimaschutzziele“ treten die größten preissenkenden Effekte einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre im Zeitraum zwischen 2025 und 2035 auf und erreichen gegenüber einem Kernenergieausstieg eine Minderung der CO_2-Zertifikatepreise bis –10 €$_{2007}$/t CO_2. Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, klingt diese Auswirkung allerdings mit der Stilllegung der einzelnen Kernkraftwerke ab.

4.5 Inländische Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung

Die Elektrizitätsnachfrage in Deutschland entwickelt sich ab 2015 bis zum Jahre 2030 in einer leicht steigenden Tendenz. Nach einem kurzen Abfall bis 2035 bewirkt der verschärfte Klimaschutz in Deutschland bzw. Europa, dass die Elektrizitätsnachfrage geringfü-

[6] Die an dem EU-weiten Emissionshandel (ETS) beteiligten Sektoren. Ab 2012 wird der internationale Luftverkehr auch in ETS einbezogen

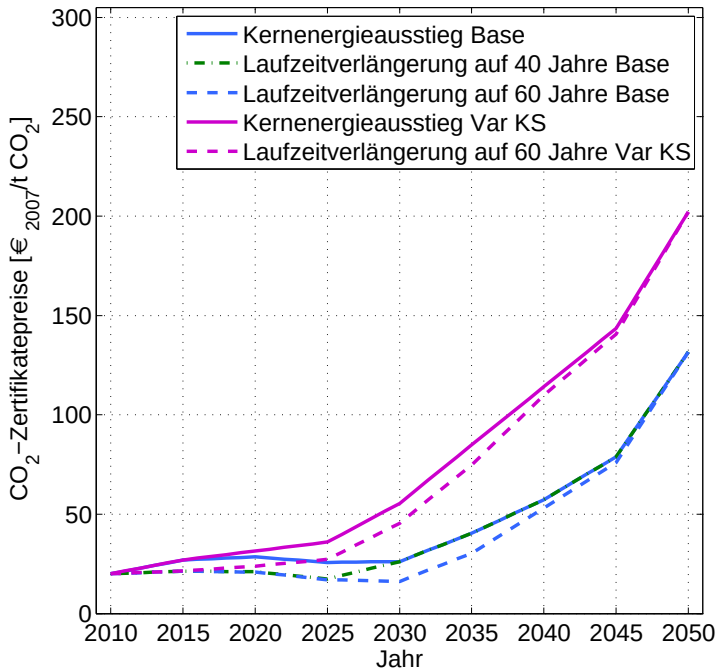

Abbildung 4.1: Entwicklung der CO_2-Preise in den „Basisszenarien“ und der Variante „Höhere Klimaschutzziele “.

gig wächst, da im Elektrizitätssektor Treibhausgasemissionen kosteneffizienter vermieden werden können. Hinzu kommt, dass die weitgehend CO_2-neutrale Elektrizitätserzeugung teilweise kosteneffizienter ist als der Einsatz anderer CO_2-neutraler Endenergieträger. Die Elektrizitätsnachfrage steigt damit bis zum Jahr 2050 auf das Niveau von 2010 bei ca. 534 TWh. In Tabelle 4.7 wird die Entwicklung der inländischen Elektrizitätsnachfrage bis zum Jahr 2050 im Fall eines Kernenergieausstiegs, einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre und einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre angegeben.

Tabelle 4.7: Entwicklung der inländischen Elektrizitätsnachfrage in Deutschland [TWh].

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Kernenergieausstieg	533	528	550	525	534
Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre	533	530	550	525	534
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	533	530	555	527	534

Obwohl sich eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke unter den Szenarienrandbedingungen nur geringfügig auf die inländische Elektrizitätsnachfrage auswirkt, hat sie aber einen größeren Einfluss auf die Position Deutschlands beim Elektrizitätsaustausch

mit Nachbarländern und damit auf die inländische Elektrizitätserzeugung. Während eine Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre bis 2030 zu einer jährlichen Mehrerzeugung von 6 % im Durchschnitt führt, wirkt sich die längere Variante der Laufzeiten über den gesamten Betrachtungszeitraum aus, so dass die deutschen Kraftwerksbetreiber jährlich um bis zu 17 % mehr Elektrizität erzeugen können. Ein Vergleich der Tabellen 4.7 und 4.8 zeigt auf, dass Deutschland im Zeitraum von 2020 bis 2040 von einem Netto-Elektrizitätsimporteur bei einem Kernenergieausstieg einen Netto-Elektrizitätsexporteur bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre wird. Unter Berücksichtigung der Netzverluste ist somit die inländische Elektrizitätserzeugung bei einer Laufzeitverlängerung deutlich höher als bei einem Kernenergieausstieg.

Tabelle 4.8: Entwicklung der inländischen Elektrizitätserzeugung ohne Pumparbeit in Deutschland [TWh].

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Kernenergieausstieg	590	530	500	480	495
Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre	590	590	500	480	495
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	590	610	585	555	495

4.6 Nachrüstungskosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeitverlängerung

Um die Kernkraftwerke über die technische Auslegung hinaus zu betreiben, sind Nachrüstungsmaßnahmen und dadurch verursachte Nachrüstungskosten zu berücksichtigen. Da die deutschen Kernkraftwerke ursprünglich auf 40 Betriebsjahre ausgelegt sind, wird davon ausgegangen, dass Nachrüstungskosten nur bei einer Laufzeitverlängerung darüber hinaus anfallen.

Die in der vorliegenden Untersuchung angenommenen Nachrüstungskosten hängen von den Reaktortypen und den Baulinien der einzelnen Anlagen ab. Die deutschen Kernkraftwerke werden dementsprechend in vier Gruppen eingeteilt. Die Siedewasserreaktoren der Baulinie '69 und die alten Druckwasserreaktoren der zweiten Generation benötigen umfangreichere Nachrüstungen im thermischen und sicherheitsbedingten Bereich und sind deshalb für eine Betriebsverlängerung auf 60 Jahre jeweils mit 500 €$_{2007}$/kW und 400 €$_{2007}$/kW spezifischen Nachrüstungskosten zu berücksichtigen. Für die Siedewasserreaktoren der Baulinie '72 wird aufgrund des vergleichsweise fortgeschrittenen sicherheitstechnischen Standes eine spezifische Ausgabe von 200 €$_{2007}$/kW angenommen. Bei den neuesten Druckwasserreaktoren betragen die spezifischen Nachrüstungskosten lediglich 80 €$_{2007}$/kW. Damit liegen die gesamten Nachrüstungskosten für die 17 deutschen

Anlagen bei etwa 5 Mrd. €$_{2007}$. Es wird unterstellt, dass die Nachrüstungskosten je nach Anlagen zum Ende des 32. Betriebsjahrs als einmalige Investition der Kraftwerksbetreiber anfallen und bei der Bewertung der jährlichen Gewinne über einen Annuitätsfaktor zu berücksichtigten sind.

In den verschiedenen Studien liegen Einschätzungen der Nachrüstungskosten vor. Die Angaben gehen wegen unterschiedlicher Bewertungsansätze teilweise weit auseinander. Eine Übersicht hierzu ist in [13] zu finden.

5 Analyse der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke

5.1 Elektrizitätswirtschaftliche Auswirkungen

Basierend auf Ergebnissen des Europäischen Energiesystemmodells TIMES PanEU bezüglich der Entwicklung des Elektrizitätsaustausches, der inländischen Elektrizitätserzeugung sowie der CO_2-Zertifikatepreise bildet das Elektrizitätsmarktmodell E2M2s die Entwicklung des deutschen Elektrizitätsmarktes in den verschiedenen Szenarien ab. Damit lassen sich die wesentlichen elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung quantitativ ermitteln, z. B. hinsichtlich der Kraftwerksinvestitionen, der Kraftwerksstruktur, der Elektrizitätspreise und der CO_2-Emissionen im Elektrizitätssektor.

5.1.1 Kraftwerksstruktur in Deutschland

Die zukünftige Kraftwerkstruktur in Deutschland setzt sich aus den verbleibenden Kapazitäten heutiger Bestandsanlagen und den Zubauten in neue Erzeugungskapazitäten zusammen. Während für die Bestandsanlagen eine szenariounabhängige Sterbelinie entsprechend der technischen Nutzungsdauern der Kraftwerke unterstellt wird, sind die zugebauten Kraftwerkskapazitäten in den untersuchten Szenarien von den jeweiligen Rahmenannahmen abhängig.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien entspricht in allen Szenarien der in Abschnitt 4.3 beschriebenen Entwicklung für Photovoltaik-, Wind- und Biomassenanlagen und wird deshalb im Folgenden nicht diskutiert.

Bestandsanlagen

Zum Anfang des Jahres 2010 betrug die Erzeugungskapazität fossiler Kraftwerke in Deutschland rund 84 GW_{el}. Dabei entfielen 25 % auf braunkohlen-, 31 % auf steinkohlen- und 32 % auf erdgasbefeuerten Anlagen, von denen entsprechend den angenommenen technischen Nutzungsdauern bis 2030 55 GW_{el} und bis 2050 alle außer Betrieb gehen werden. Da die heutigen Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke zu einem großen Teil

bereits länger in Betrieb sind, sind gegen Ende des Betrachtungszeitraums von den Bestandsanlagen im Wesentlichen noch Erdgaskraftwerke verfügbar (siehe Abbildung 5.1).

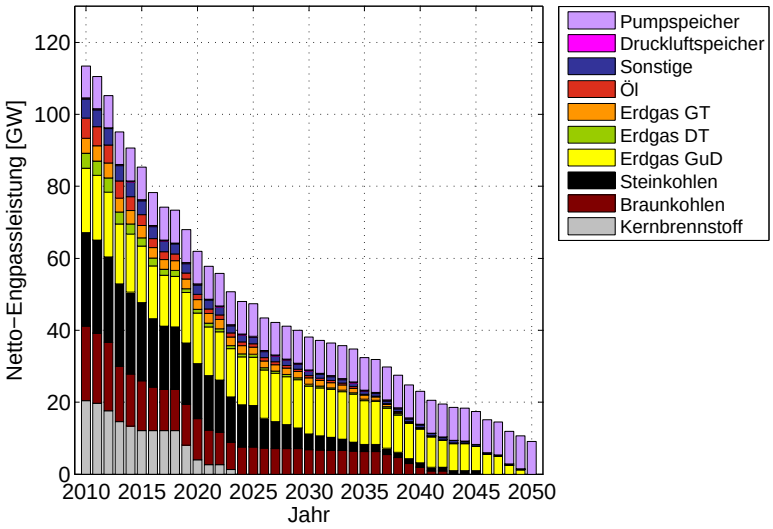

Abbildung 5.1: Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland, Ausgangsjahr: Anfang 2010.

Entsprechend den derzeit vereinbarten Restlaufzeiten werden die bestehenden Kernkraftwerke im Szenario „Base KA“ schrittweise bis 2023 stillgelegt. In den Szenarien mit einer Laufzeitverlängerung verschiebt sich die Stilllegung der einzelnen Kernkraftwerke jeweils um 8 Jahre bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre und um 28 Jahre bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre. Die gesamte Kernkraftwerkskapazität von 20,5 GW_{el} ist deshalb im Szenario „Base 40“ bis 2018 und im Szenario „Base 60“ bis 2038 noch vollständig verfügbar.

Neben den beschriebenen Wärmekraftwerken stehen heute in Deutschland 32 Pumpspeicheranlagen mit insgesamt 6,7 GW_{el} Turbinierleistung (6,2 GW_{el} Pumpleistung) für die Speicherung und Rückspeisung elektrischer Energie zur Verfügung. Diese Anlagen weisen unterschiedliche Pumpwirkungsgrade und Turbinierdauern auf. Darüber hinaus werden in der vorliegenden Untersuchung auch Pumpspeicherkraftwerke in Nachbarländern berücksichtigt, für die deutsche Kraftwerksbetreiber Bezugsleistungen in Höhe von 2,4 GW_{el} vertraglich gesichert haben. Im Gegensatz zu konventionellen Wärmekraftwerken verfügen Pumpspeicher in der Regel über sehr lange technische Nutzungsdauern und deshalb wird angenommen, dass alle betrachteten Pumpspeicher über den gesamten Betrachtungszeitraum vorhanden sind.

Die Erzeugung der sonstigen Wasserkraftanlagen, einschließlich Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke, hängt nicht nur von der installierten Leistung, sondern vor allem

auch von der saisonabhängigen Laufwasser- und Speicherwassermenge ab. Es wird davon ausgegangen, dass sich die heute installierte Leistung der Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken (4,7 GW_{el}) im Betrachtungszeitraum nicht verändert.

Zubauten

Die berücksichtigten Zubauten beinhalten sowohl die vorgegebenen Kapazitätserweiterungen gemäß den derzeitigen Bauvorhaben, die für alle untersuchten Szenarien gelten, als auch die szenarioabhängigen erforderlichen Zusatzinvestitionen, die aus der modellgestützten Analyse abgeleitet werden.

Gemäß dem im August 2009 beschlossenen nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung [8] wird unterstellt, dass bis 2020 eine Million und bis 2030 fünf Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland auf den Markt kommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Fahrzeugtechnik in Ergänzung zu den klassischen großen Speicherkraftwerken auch für die Speicherung und Rückspeisung der elektrischen Energie eingesetzt werden kann - aufgrund der relativ geringen Speichervolumina der Batterien jedoch nur im kurzzeitigen Betrieb. Außerdem sind die zeitlichen Nutzbarkeiten sowie die Kapazitätsverfügbarkeiten der Batteriespeicher für den Bewirtschaftungsbetrieb auch durch den alltäglichen Fahrbetrieb eingeschränkt.

Die Kraftwerksprojekte, die sich zum heutigen Stand bereits in Bau befinden, werden in der Untersuchung ebenfalls vorgegeben. Darunter sind 19 Wärmekraftwerke mit einer gesamten Leistung von 14,7 GW_{el} und fünf Pumpspeicherkraftwerke mit 2,2 GW_{el} Turbinierleistung. Diese Zubauleistungen sind zusammen mit dem sich aus der Modellanalyse ergebenden zusätzlichen Investitionsbedarf an konventionellen Erzeugungskapazitäten in den drei „Basisszenarien“ für ausgewählte Jahre in Abbildung 5.2 dargestellt.

Über die derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke hinaus ergibt sich in allen Szenarien bis zum Jahr 2020 nur noch ein geringer Zubaubedarf. Da im Jahr 2030 im Szenario „Base 40“ und im Szenario „Base 60“ jeweils noch 2,6 GW_{el} und 20,5 GW_{el} Kernkraftwerksleistung am Netz ist, ergibt sich für diesen Szenarien entsprechend eine geringere zuzubauende Kraftwerksleistung als im Szenario mit einem Kernenergieausstieg („Base KA“). Trotz einer um 85 TWh höhere Elektrizitätserzeugung im Szenario „Base 60“ ist bis zum Jahr 2030 der Bedarf an neuer Kraftwerksleistung 14,4 GW_{el} geringer als im Szenario „Base KA“. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums gleichen sich die zuzubauenden Kraftwerksleistungen in den drei Szenarien weitgehend an. In den Szenarien „Base KA“ und „Base 40“ wird die auslaufende Kernkraftwerkskapazität im Wesentlichen durch kohlenbefeuerte Kraftwerke ersetzt. Nach 2030 werden in allen Szenarien aufgrund der stark ansteigenden CO_2-Zertifikatepreise auch kohle- und gasbefeuerte CCS-Anlagen zugebaut.

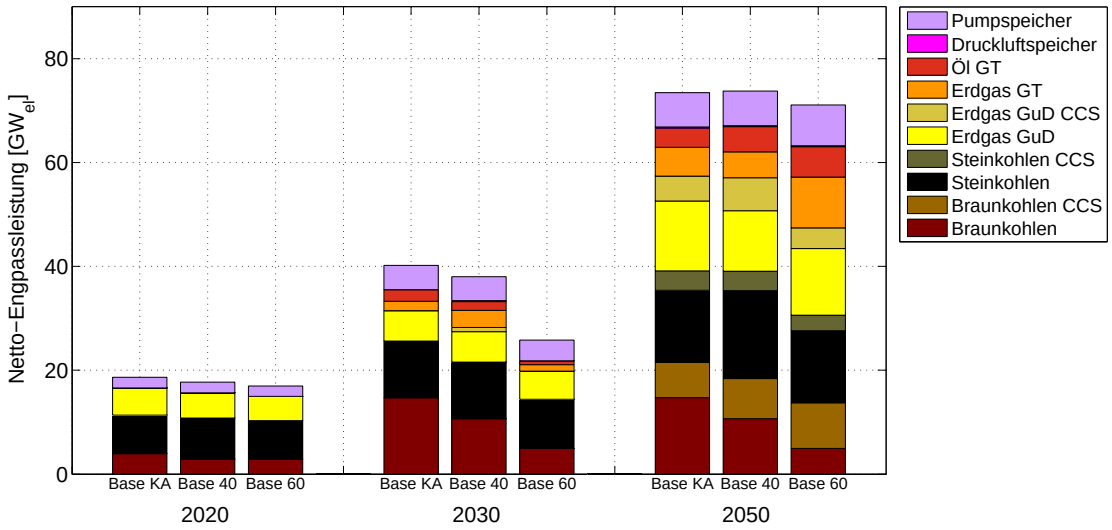

Abbildung 5.2: Kumulierte Zubauleistungen konventioneller Kraftwerke (fossil, Pumpspeicher) in Deutschland, „Basisszenarien“.

Kraftwerkspark

Die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks in den drei „Basisszenarien“ ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Die Unterschiede in der gesamten Netto-Engpassleistung in den Jahren 2020 und 2030 resultieren aus der unterschiedlichen szenarioabhängigen inländischen Elektrizitätserzeugung in diesen Jahren. Die wesentlichen strukturellen Unterschiede der Erzeugungsportfolios sind auf die szenariospezifische Nutzungsdauer der Kernenergie zurückzuführen.

Die im Jahr 2050 installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke werden nach Erzeugungstechnologien in Tabelle 5.1 angegeben.

5.1.2 Elektrizitätspreise am Großhandelsmarkt

Elektrizitätspreise ergeben sich in E2M2s für jede abgebildete Typstunde auf Basis der optimalen Kraftwerkseinsatzplanung aus den Systemgrenzkosten (vgl. Abschnitt B.2), die üblicherweise durch die höchsten variablen Erzeugungskosten der eingesetzten Kraftwerke bestimmt werden. In Anbetracht des intertemporalen Systembetriebs (z.B. Speicherbewirtschaftung, vermiedene An- und Abfahrvorgänge) sowie der durch Fernwärmeversorgung bedingten Elektrizitätserzeugung aus KWK-Anlagen können die Elektrizitätspreise teilweise jedoch von den variablen Erzeugungskosten der teuersten Anlage im Einsatz

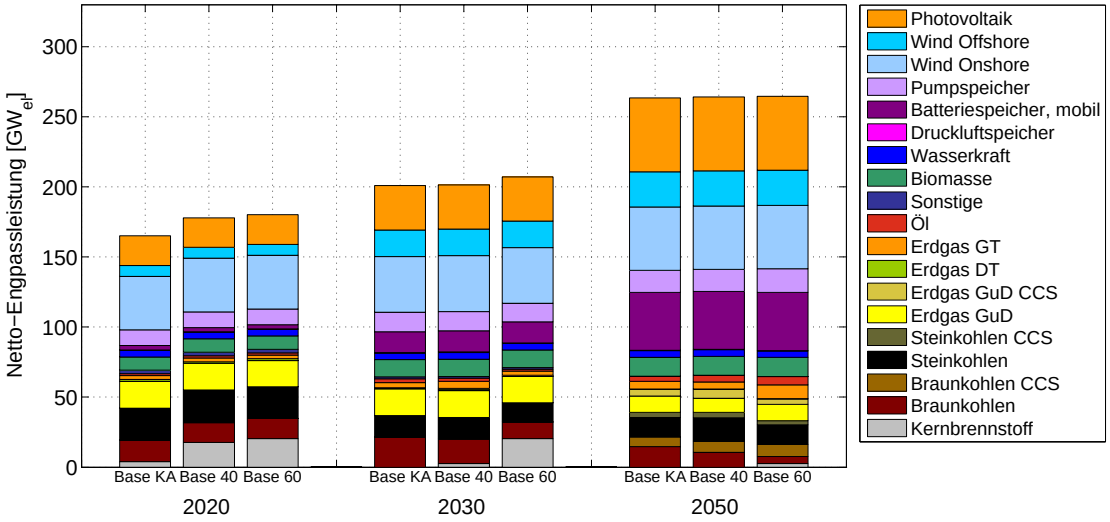

Abbildung 5.3: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Basisszenarien“.

Tabelle 5.1: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Basisszenarien“.

	Kernenergie-ausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre**	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	0	2,6
Braunkohlen	14,7	10,7	5,0
Braunkohlen CCS	6,8	7,8	8,7
Steinkohlen	13,9	16,9	13,9
Steinkohlen CCS	3,7	3,7	3,0
Erdgas GuD	11,6	10,2	11,6
Erdgas GuD CCS	4,8	6,4	4,0
Erdgas GT/DT & Öl	9,5	10,0	15,8
Pumpspeicher	15,8	15,8	17,0
Summe	80,7	81,4	81,6

abweichen und sich stattdessen an den Opportunitätskosten orientieren, was dem Preisbildungsmechanismus an realen Großhandelsmärkten entspricht, in den fundamentalen Modellen zur Preisbildung aber nur unzureichend abgebildet werden kann. In diesem Sinne sind die hier ermittelten Elektrizitätspreise als untere Preisschätzer zu verstehen, vgl. [11].

In Abbildung 5.4 sind die jährlichen durchschnittlichen Großhandelspreise für Elektrizität in 5-Jahres-Schritten für die drei „Basisszenarien“ dargestellt. Die entsprechenden Datenangaben für ausgewählte Jahre sind in Tabelle 5.2 zu finden.

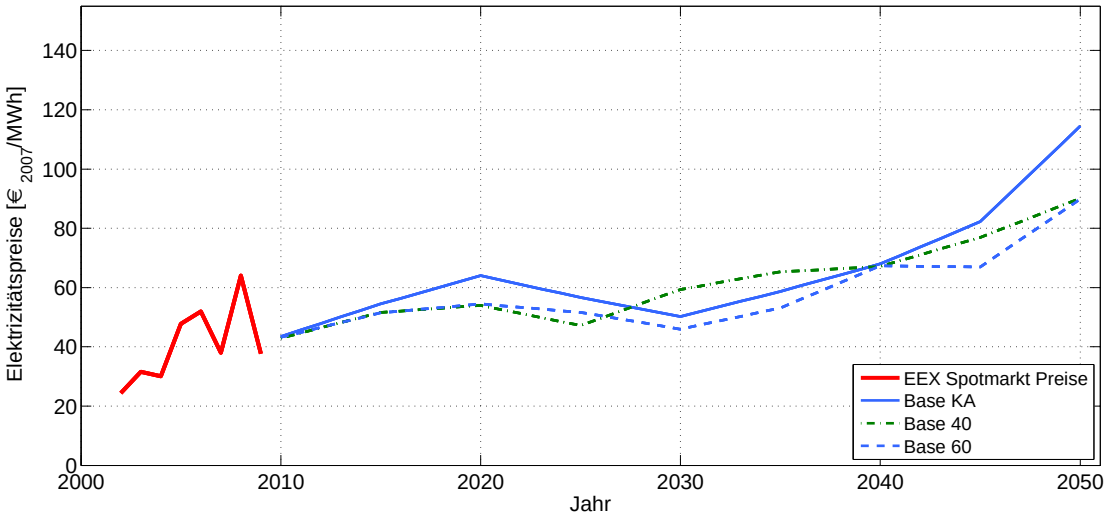

Abbildung 5.4: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Basisszenarien“.

Tabelle 5.2: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], „Basisszenarien“.

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Kernenergieausstieg	43	64	50	68	115
Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre	43	54	59	67	90
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	43	54	46	67	90

Die Entwicklung der Elektrizitätspreise wird dabei durch verschiedene Faktoren bestimmt, die teilweise gegenläufige Wirkungen aufweisen. Der langfristig in allen Szenarien zu sehende Anstieg der Elektrizitätspreise wird primär durch die nach 2030 stark ansteigenden CO_2-Zertifikatepresie verursacht. Während eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke prinzipiell zu einer kostengünstigeren Erzeugungsstruktur beiträgt, kann die in diesen Szenarien höhere inländische Elektrizitätserzeugung den preissenkenden Ef-

fekt entgegenwirken. Darüber hinaus haben auch die in den Szenarien unterschiedlichen Zubauentscheidungen Auswirkungen auf die sich bildenden Elektrizitätspreise.

Bis zum Jahr 2020 sind in den beiden Szenarien mit Laufzeitverlängerung aufgrund der nahezu identischen Marktbedingungen sehr ähnliche Preisverläufe zu beobachten. Im Gegensatz zu den Preisen im Szenario „Base 60“, die im Betrachtungszeitraum stets unterhalb des Preisniveaus im Szenario „Base KA“ liegen, steigen die Preise im Szenario „Base 40“ ab 2025 stärker an und liegen bis zum Jahr 2040 oberhalb der Preise in beiden anderen Szenarien, was vor allem auf die unterschiedliche Erzeugungsstruktur zurückzuführen ist. Für den Zeitraum zwischen 2025 und 2040 ist der Kraftwerkspark im Szenario „Base 40“ hinsichtlich der variablen Erzeugungskosten teuerer. Dies gilt sowohl im Vergleich zu Szenario „Base 60“, in dem die kostengünstigen Kernkraftwerkskapazitäten noch mit einem großen Anteil in Betrieb sind, als auch zu Szenario „Base KA“, das sich aufgrund der frühzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke bis 2030 durch höhere Investitionen in Braunkohlenkraftwerke auszeichnet. Im Zeitraum ab 2040 werden Braunkohlenkraftwerke in allen drei Szenarien infolge hoher CO_2-Preise nur noch mit CCS-Technologien gebaut. Unter Berücksichtigung der begrenzten Jahresfördermenge von Braunkohlen können deshalb in den Szenarien „Base 40“ und „Base 60“, in denen weniger konventionelle Braunkohlenkraftwerke bis dahin errichtet sind, mehr Braunkohlen-CCS-Kraftwerke zugebaut werden. Daher kann der durch die hohen CO_2-Zertifikatepreise verursachte Anstieg der Elektrizitätspreise ab 2040 in beiden Szenarien mit Laufzeitverlängerung deutlich abgemildert werden.

Gegenüber dem Szenario „Base KA“ vermindern sich im Szenario „Base 40“ die Elektrizitätspreise über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2050 um durchschnittlich 2,5 €$_{2007}$/MWh. Im Szenario „Base 60“ ist mit 6,8 €$_{2007}$/MWh die durchschnittliche Preisreduktion mehr als doppelt so groß. Der zeitliche Verlauf der preissenkenden Wirkung einer Laufzeitverlängerung ist für die verschiedenen Dekaden in Tabelle 5.3 dargestellt.

Tabelle 5.3: Durchschnittliche Absenkung der jährlichen Elektrizitätspreise durch eine Laufzeitverlängerung auf 40 bzw. 60 Jahre gegenüber einem Kernenergieausstieg [€$_{2007}$/MWh], „Basisszenarien“.

	2010 - 2020	**2020 - 2030**	**2030 - 2040**	**2040 - 2050**
Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre	3,7	4,8	–6,5	8,0
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	2,4	5,4	6,0	12,1

In der Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“ sind die Elektrizitätspreise im Betrachtungszeitraum zwar insgesamt niedriger als in den „Basisszenarien“, aber der durchschnittliche Preissenkungseffekt einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre liegt auf einem vergleichbaren Niveau von 6,7 €$_{2007}$/MWh. In der Variante „Höhere Klimaschutzziele“ werden die Elektrizitätspreise durch die höheren CO_2-Zertifikatepreise erheblich angehoben, wobei eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre hier zu einer stärkeren Preissenkung von durchschnittlich 10,7 €$_{2007}$/MWh führen kann. In der Variante „Verstärkter EE-Ausbau“ ist bei einem Kernenergieausstieg bis Mitte des Betrachtungszeitraums noch keine große Auswirkung auf die Elektrizitätspreise zu beobachten. Diese sind aber im Zeitraum danach gegenüber dem Basisfall wesentlich niedriger (–12,8 €$_{2007}$/MWh). Eine Laufzeitverlängerung trägt in dieser Variante dazu bei, dass der preisdämpfende Effekt bereits früher einsetzt und stärker ausfällt. Dabei ergibt sich eine ähnliche preissenkende Wirkung einer Laufzeitverlängerung wie im Fall „Höhere Klimaschutzziele“. Durch die Einführung einer „Brennelementesteuer“ steigen die Elektrizitätspreise bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre gegenüber den „Basisszenarien“ leicht an. Deshalb fällt die preissenkende Wirkung entsprechend kleiner aus und liegt im Durchschnitt bei 5,6 €$_{2007}$/MWh gegenüber 6,8 €$_{2007}$/MWh im Szenario „Base 60“. In der Variante „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ wirken sich die ab 2024 steigenden Brennstoffkreislaufkosten nur marginal auf die Elektrizitätspreise aus.

5.1.3 CO_2-Emissionen aus Elektrizitätserzeugung

Zum Verständnis und zur Einordnung der hier diskutierten Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die CO_2-Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung in Deutschland, ist der Hinweis wichtig, dass den Szenarien europaweite CO_2-Minderungsziele zugrunde legen, die im Rahmen eines cap-and-trade System realisiert werden sollen. Dies bedeutet, dass verminderte CO_2-Emissionen in Deutschland, die aus einer Laufzeitverlängerung resultieren, nicht die CO_2-Emissionen in Europa reduzieren, solange die CO_2-Minderungsziele unverändert bleiben und CO_2-Zertifikate weiterhin ein knappes Gut darstellen, was in den drei Basisszenarien der vorliegenden Studie der Fall ist. Allerdings sorgt der cap-and-trade Ansatz des CO_2-Emissionshandels dafür, dass die CO_2-Zertifikatepreise bei erhöhtem Anteil von CO_2-freier Elektrizitätserzeugung zurückgehen (siehe Abschnitt 4.4). In diesem Abschnitt betreffen die dargestellten CO_2-Emissionen nur den deutschen Elektrizitätserzeugungssektor, in dem sich sowohl die Erzeugungsstruktur als auch die CO_2-Zertifikatepreise auf die CO_2-Emissionen auswirken.

In Abbildung 5.5 werden die ab dem Jahr 2010 kumulierten CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors aus den drei „Basisszenarien“ verglichen. Während bis zum Jahr 2020 die CO_2-Emissionen in allen drei „Basisszenarien“ kaum voneinander zu unterscheiden sind, ist bereits im Jahr 2030 eine deutlichere Differenz zu erkennen. Bis Ende

des Betrachtungszeitraums ist eine Emissionsminderung von 6 %, entsprechend 500 Mio. t CO_2, in Szenario „Base 40“ und 18 %, entsprechend 1480 Mio. t CO_2, in Szenario „Base 60“ zu erwarten.

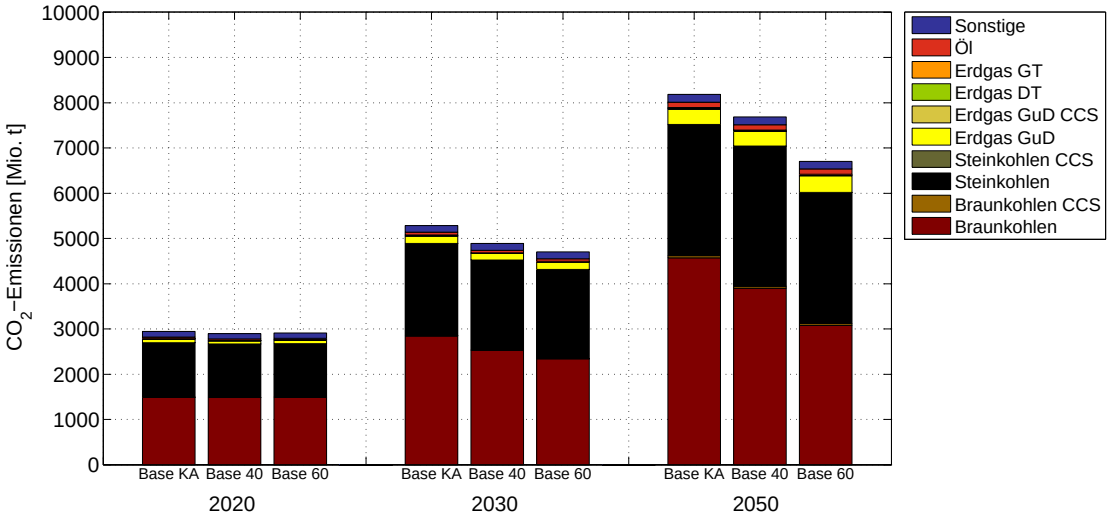

Abbildung 5.5: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Basisszenarien“.

In Tabelle 5.4 werden die bis zum Jahr 2050 kumulierten gesamten CO_2-Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung differenziert nach Energieträgern angegeben.

Tabelle 5.4: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Basisszenarien“.

	Kernenergie-ausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre**	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	4620	3950	3120
Steinkohlen	2910	3100	2900
Erdgas & Öl	490	470	520
Sonstige	170	170	170
Summe	8190	7690	6710

Die Auswirkung einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre auf die CO_2-Emissionen ist in allen untersuchten Varianten ähnlich. Während in der Variante „Verstärkte Klimaschutzziele“ aufgrund der bereits hohen Anforderung die geringste CO_2-Minderung von 14 % zu realisieren ist, wird in allen anderen Varianten eine Reduktion von 17 % bis 18 % erreicht, was einer Minderung von 1180 bis 1480 Mio. t CO_2-Emissionen entspricht.

5.1.4 Kostenentlastung für Elektrizitätsverbraucher

Von den gesamten elektrizitätswirtschaftlichen sowie klimaseitigen Wirkungen bzw. Vorteilen einer Laufzeitverlängerung entfällt ein Teil auf die Elektrizitätsverbraucher in Form potentiell geringerer Endverbraucherpreise. Unterstellt man, dass die Preisvorteile am Großhandelsmarkt voll an die Elektrizitätsverbraucher weitergegeben werden, so ergeben sich die in Tabelle 5.5 aufgeführten kumulierten Kostenentlastungen für die Elektrizitätsverbraucher. Für die „Basisszenarien“ liegen die kumulierten Kostenentlastungen bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre in der Größenordnung von 58 Mrd. €$_{2007}$ und bei 60 Jahren im Bereich von 122 Mrd. €$_{2007}$. In den Variationsfällen „Höhere Klimaschutzziele“ und „Verstärkter EE-Ausbau“, in denen die größte Preissenkung durch den längeren Betrieb der Kernkraftwerke stattfindet, fällt die Kostenentlastung mit jeweils 182 bzw. 201 Mrd. €$_{2007}$ erwartungsgemäß am stärksten aus. Dagegen sind die ausgewiesenen Vorteile für Elektrizitätsverbraucher in der Variante „Brennelementesteuer“ mit 98 Mrd. €$_{2007}$ deutlich geringer, weil durch die Brennelementesteuer die Elektrizitätspreise erhöht werden.

Tabelle 5.5: Gesamte Kostenentlastung für Elektrizitätsverbraucher im Zeitraum von 2010 bis 2050 durch eine Laufzeitverlängerung [Mrd.€$_{2007}$], nicht diskontiert.

	Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
„Basisszenarien“	–58	–122
„Niedrigere Energieträgerpreise“	-	–123
„Höhere Klimaschutzziele“	-	–201
„Verstärkter EE-Ausbau“	-	–182
„Brennelementesteuer“	-	–98
„Höhere Brennstoffkreislaufkosten“	-	–128

Neben der Kostenentlastung für Elektrizitätsverbraucher, die unmittelbar durch niedrigere Elektrizitätspreise entsteht, führen die durch eine Laufzeitverlängerung entspannten CO_2-Minderungskosten auch zu Kostenvorteilen der weiteren volkswirtschaftlichen Bereiche, wie in [20] aufgezeigt wird.

5.2 Unternehmensseitige und marktstrukturelle Auswirkungen

Ausgehend von den in Abschnitt 5.1 beschriebenen elektrizitätswirtschaftlichen Ergebnissen der modellgestützten Analyse lassen sich die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die einzelnen in Abschnitt 3.2 definierten Unternehmensgruppen sowie die Marktstruktur ableiten.

5.2.1 Veränderungen der Deckungsbeiträge

Abbildung 5.6 zeigt die jährliche Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge, die alle 17 Kernkraftwerke („KKW“) unter den angenommenen Randbedingungen in den „Basisszenarien“ von 2010 bis zum jeweiligen Jahr erwirtschaften. In den Verläufen für beide Laufzeitverlängerungsszenarien ist bis zum Jahr 2016 kaum ein Unterschied zu erkennen. Im Zeitraum danach übersteigt das Szenario „Base 60“ aufgrund längerer Laufzeiten der Kernkraftwerke die Deckungsbeiträge im Szenario „Base 40“, in dem ab dem Jahr 2032 nach der Außerbetriebnahme der letzten Anlage keine Deckungsbeiträge aus Kernkraftwerken mehr erzielt werden. Damit ergeben sich für die Unternehmensgruppe „KKW“ bis 2050 insgesamt 196 Mrd. €$_{2007}$ (in realen Preisen des Jahres 2007, nicht diskontiert[7]) zusätzliche Deckungsbeiträge im „Base 60“, während im „Base 40“ mit lediglich einem Viertel davon zu rechnen ist.

Zusätzliche Deckungsbeiträge der Unternehmensgruppe „KKW-Betreiber“ beziehen sich auf sowohl die zuvor diskutierten Kernkraftwerke als auch die übrigen konventionellen und Pumpspeicherkraftwerke, die ebenfalls Bestandsanlagen der „KKW-Betreiber“ sind. In Abbildung 5.7 ist die Entwicklung der Deckungsbeiträge der „KKW-Betreiber“ in den „Basisszenarien“ zu finden. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Unternehmensgruppe „KKW“ ist das aufgezeigte Niveau der zusätzlichen Deckungsbeiträge in beiden Varianten der Laufzeitverlängerung etwas höher, da die übrigen Kraftwerke bei der durch eine Laufzeitverlängerung erhöhten inländischen Elektrizitätserzeugung mit höherer Auslastung produzieren und trotz der niedrigeren Elektrizitätspreise insgesamt höhere Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Die von den übrigen Kraftwerken der „KKW-Betreiber“ bis zum Jahr 2050 zu erwartenden gesamten zusätzlichen Deckungsbeiträge betragen jeweils 12 bzw. 19 Mrd. €$_{2007}$, wenn die Laufzeit auf 40 bzw. 60 Jahre verlängert wird. Damit ergeben sich für diese Gruppe kumulierte zusätzliche Deckungesbeiträge bei einer Laufzeitverlängerung von 61 (40 Jahre) bis 215 Mrd. €$_{2007}$ (60 Jahre).

Aufgrund des vergleichsweise geringen Marktanteils am bestehenden Kraftwerkspark erzielt die Unternehmensgruppe „Sonstige Betreiber“ gegenüber den Gruppen „KKW“ und

[7] Sofern nicht gesondert vermerkt sind die im Folgenden angegebenen monetären Größen nicht diskontierte reale Geldwerte zur Preisbasis 2007.

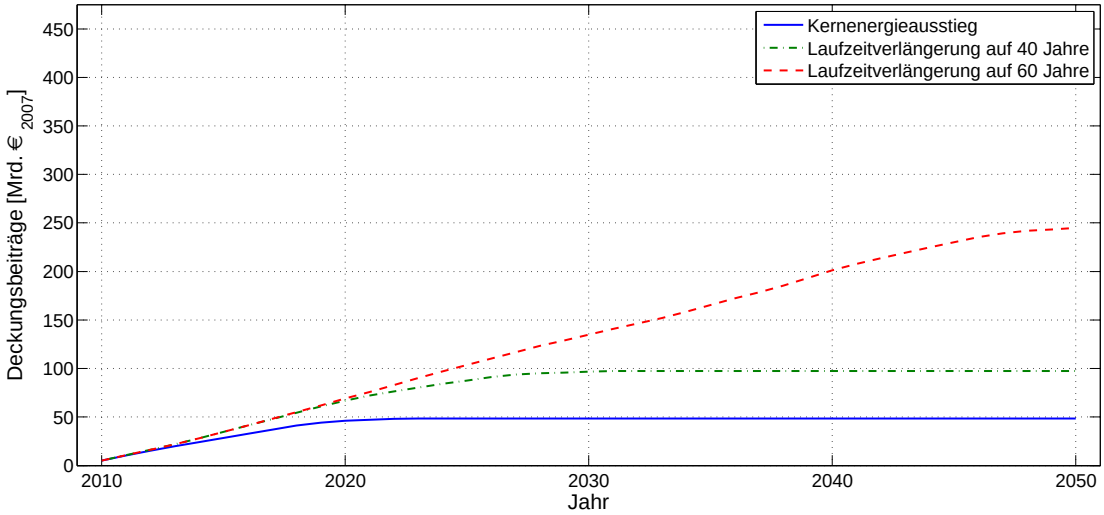

Abbildung 5.6: Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge der „KKW“, nicht diskontiert, „Basisszenarien“.

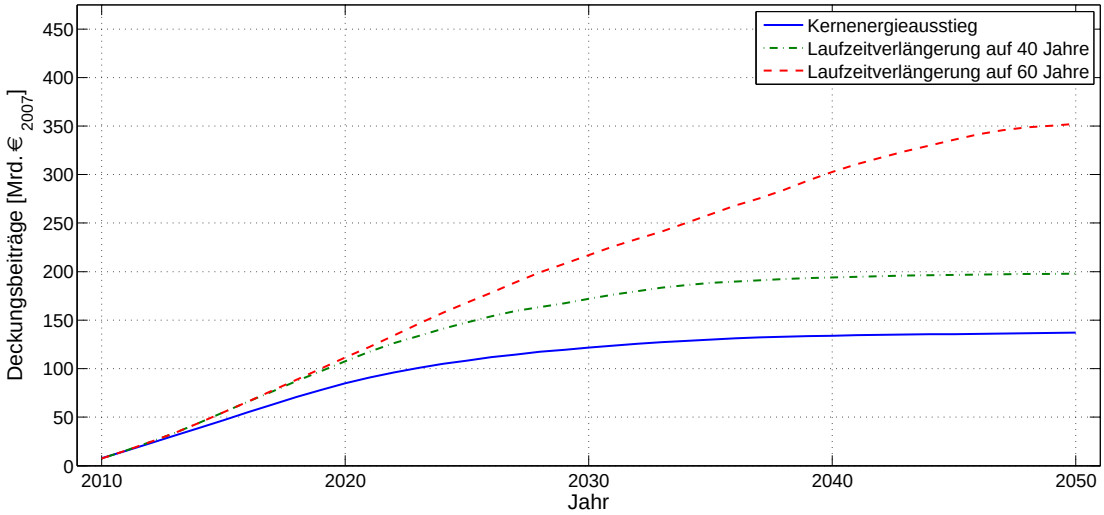

Abbildung 5.7: Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge der „KKW-Betreiber“, nicht diskontiert, „Basisszenarien“.

„KKW-Betreiber“ erwartungsgemäß niedrigere Deckungsbeiträge, die durch eine Laufzeitverlängerung weitaus geringer beeinflusst werden. In Abbildung 5.8 ist die Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge für die Gruppe „Sonstige Betreiber“ dargestellt.

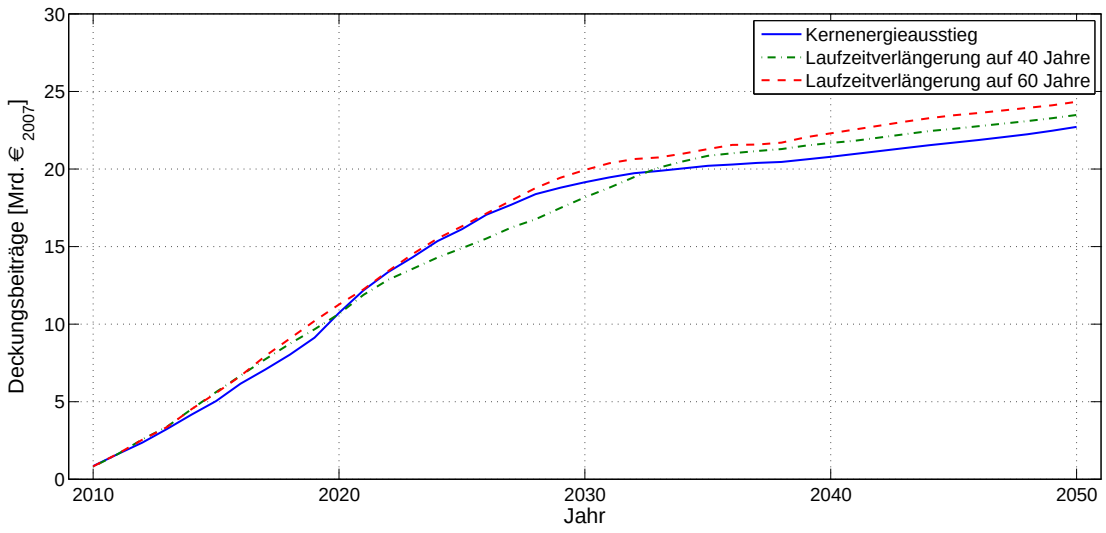

Abbildung 5.8: Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge der „Sonstigen Betreiber“, nicht diskontiert, „Basisszenarien“.

Gegenüber einem Kernenergieausstieg erfahren die „Sonstigen Betreiber“ bei einer Laufzeitverlängerung im zweiten Jahrzehnt (2019 bis 2029 im „Base 40“ und 2020 bis 2026 im „Base 60“) eine leichte Einbuße der Deckungsbeiträge. Dies ist im Wesentlichen auf die niedrigeren Elektrizitätspreise in diesen Szenarien zurückzuführen. Allerdings können im weiteren Verlauf die geringeren Deckungebeiträge wieder kompensiert werden, so dass bis Ende des Betrachtungszeitraums sie insgesamt um etwa 1 bzw. 2 Mrd. $€_{2007}$ höher sind als bei einem Kernenergieausstieg. Vom bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre zu erwartenden Anstieg der inländischen Elektrizitätserzeugung profitieren die „Sonstigen Betreiber“ durch größere Vermarktungsmöglichkeiten ihrer Bestandskapazitäten gegenüber dem Szenario Kernenergieausstieg, so dass trotz der niedrigeren Elektrizitätspreise aber auch aufgrund der geringeren CO_2-Zertifikatepreise bei einer Laufzeitverlängerung die Deckungsbeiträge für die „Sonstigen Betreiber“ leicht höher ausfallen. Eine Laufzeitverlängerung würde also die Wettbewerbssituation der nicht-Kernkraftwerk-betreibenden Unternehmen nicht verschlechtern und eine Entwertung von (bereits getätigten) Kraftwerksinvestitionen ist nicht zu erwarten.

Ähnlich wie die in Abschnitt 5.1 diskutierten elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen sind die zu erwartenden Veränderungen der zukünftigen Deckungsbeiträge durch eine Laufzeitverlängerung auch mit Unsicherheiten bezüglich der Rahmenbedingungen behaftet. Die betrachteten Unternehmensgruppen sind auf Grund ihres Marktanteils sowie der Struktur ihres Kraftwerksparks gegen diese Unsicherheiten jedoch unterschiedlich sensitiv. Während die zusätzlichen Deckungsbeiträge der Gruppe „Sonstige Betreiber“ durch

„Niedrigere Energieträgerpreise“, „Höhere Klimaschutzziele“ und „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ kaum beeinflusst werden, sind größere Veränderungen in beiden weiteren zwei Varianten zu beobachten. Da eine „Brennelementesteuer“ die Elektrizitätspreise bei einer Laufzeitverlängerung über einen längeren Zeitraum leicht anhebt, können die Kraftwerke, die auf der Kostenseite nicht davon betroffen sind, durch die Preissteigerung mehr Deckungsbeiträge erzielen. Somit ergibt sich für die „Sonstigen Betreiber“ gegenüber den „Basisszenarien“ eine Erhöhung um weitere 2 Mrd. €$_{2007}$. Im Gegensatz dazu führt ein „Verstärkter EE-Ausbau “ zu einer leichten Minderung der Deckungsbeiträge dieser Gruppe in Höhe von –1 Mrd. €$_{2007}$, wenn gleichzeitig die Laufzeiten der Kernkraftwerke auf 60 Jahre verlängert werden. Dies liegt daran, dass bei einem höheren Anteil der erneuerbaren Energien der verleibende Elektrizitätsbedarf, der durch übrige Kraftwerke zu decken ist, stark zurückgeht. Deshalb müssen alle übrigen Anlagen entsprechend der Kostenstruktur mit unterschiedlich geringerer Auslastung betrieben werden. Somit ergibt sich für die „Sonstigen Betreiber“ auch bei einem Kernenergieausstieg ein Rückgang der Deckungsbeiträge von knapp 3 Mrd. €$_{2007}$ gegenüber dem Basisfall. Obwohl sich Kernkraftwerke mit ihren niedrigen Erzeugungskosten bei einer Laufzeitverlängerung noch zum Teil durchsetzen können, müssen die „KKW-Betreiber“ Erzeugungsleistungen ihrer übrigen Kraftwerke ebenfalls häufiger reduzieren. Durch einen Vergleich der zusätzlichen Deckungsbeiträge der beiden Gruppen „KKW“ und „KKW-Betreiber“ ist zu erkennen, dass die übrigen Kraftwerke der „KKW-Betreiber“ angesichts eines stärkeren Ausbau erneuerbaren Energien im Gegensatz zu anderen Szenarien und Varianten keine zusätzlichen Deckungsbeiträge erwirtschaften können.

Erwartungsgemäß werden die Deckungsbeiträge der Unternehmensgruppen „KKW“ und „KKW-Betreiber“ bei einer Laufzeitverlängerung durch die „Brennelementesteuer“ am stärksten beeinträchtigt, da die Erzeugungskosten der Kernkraftwerke in diesem Fall wesentlich erhöht werden. Hingegen können die beiden Gruppen von den sich in der Variante „Höhere Klimaschutzziele“ ergebenden höheren CO_2-Zertifikatepreisen auch im größten Maße profitieren. „Niedrigere Energieträgerpreise“ und „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“ haben vergleichsweise einen geringeren Einfluss auf „KKW“ und „KKW-Betreiber“, indem ihre zusätzlichen Deckungsbeiträge bei einer Laufzeitverlängerung in beiden Fällen entweder durch leicht gesunkene Elektrizitätspreise oder erhöhte Erzeugungskosten etwas vermindert werden.

Tabelle 5.6 fasst die zusätzlichen Deckungsbeiträge der betrachteten Unternehmensgruppen durch eine Laufzeitverlängerung in allen Szenarien zusammen.

Tabelle 5.6: Gesamte **zusätzliche** Deckungsbeiträge der Unternehmensgruppen im Zeitraum von 2010 bis 2050 durch eine Laufzeitverlängerung [Mrd.€$_{2007}$], nicht diskontiert.

	Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre			**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**		
	KKW	KKW-Betreiber	Sonstige Betreiber	KKW	KKW-Betreiber	Sonstige Betreiber
„Basisszenarien“	+49	+61	+1	+196	+215	+2
„Niedrigere Energieträger-preise“	-	-	-	+185	+198	+2
„Höhere Klimaschutz-ziele“	-	-	-	+260	+277	+2
„Verstärkter EE-Ausbau“	-	-	-	+155	+155	–1
„Brennelemente-steuer“	-	-	-	+134	+158	+4
„Höhere Brennstoffkreis-laufkosten“	-	-	-	+189	+208	+1

5.2.2 Veränderungen der Gewinne

Aus den Deckungsbeiträgen, die die untersuchten Unternehmensgruppen im Betrachtungszeitraum erwirtschaften können, werden nach Abzug der fixen Kosten die Gewinne vor Steuer ermittelt. Zu den relevanten fixen Kosten gehören die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Investitionskosten, die fixen Betriebs- und ggf. die Nachrüstungskosten. Da durch eine Laufzeitverlängerung nur die Nutzungsdauer von Kernkraftwerken verändert wird, bleiben die gesamten fixen Kosten für alle anderen Bestandsanlagen (einschließlich der in Abschnitt 5.1.1 diskutierten in Bau befindlichen neuen Anlagen) unverändert. Deshalb unterscheiden sich die zusätzlichen Gewinne der „Sonstigen Betreiber“ nicht von den in Abschnitt 5.2.1 ausgewiesenen zusätzlichen Deckungsbeiträgen.

Wie bereits in Abschnitt 3.2 erläutert werden Nachrüstungskosten für Kernkraftwerke nur bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre unterstellt. Daher entspricht die Differenz zwischen den zusätzlichen Deckungsbeiträgen und Gewinnen der Unternehmensgruppen „KKW“ und „KKW-Betreiber“ bei der kürzeren Laufzeitvariante 40 Jahre nur noch den fixen Betriebskosten der Kernkraftwerke in der verlängerten Laufzeit. Bei den unterstellten spezifischen fixen Betriebskosten von 77 €$_{2007}$/kWa ergibt sich hier ein Wert von 12,6 Mrd. €$_{2007}$. Eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre erhöht die gesamten fixen Betriebskosten der Kernkraftwerke um weitere 31,4 Mrd. €$_{2007}$ und erfordert die zusätzlichen Ausgaben für Nachrüstungskosten, die unter Berücksichtigung des Zinssatzes ca. 15,7 Mrd. €$_{2007}$ im gesamten Betrachtungszeitraum betragen.

Die nach Bereinigung der fixen Kosten sich ergebenden zusätzlichen Gewinne der einzelnen Unternehmensgruppen gibt Tabelle 5.7 an. Entsprechend den zuvor diskutierten zusätzlichen Deckungsbeiträgen ergeben sich für „KKW-Betreiber“ die höchsten zusätzlichen Gewinne von 218 Mrd. €$_{2007}$ im Szenario „Höheren Klimaschutzzielen“und die wenigsten im Szenario „Verstärkter EE-Ausbau“ mit 96 Mrd. €$_{2007}$.

Die Nachrüstungskosten stellen eine unsichere Größe dar. Sie haben zwar keine Auswirkung auf die Deckungsbeiträge der „KKW-Betreiber“, vermindern aber die ausgewiesenen zusätzlichen Gewinne, wenn die tatsächlichen Kosten höher anfallen als hier unterstellt.

Tabelle 5.7: Gesamte **zusätzliche** Gewinne der Unternehmensgruppen im Zeitraum von 2010 bis 2050 durch eine Laufzeitverlängerung [Mrd.€$_{2007}$], nicht diskontiert.

	Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre			**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**		
	KKW	KKW-Betreiber	Sonstige Betreiber	KKW	KKW-Betreiber	Sonstige Betreiber
„Basisszenarien“	+36	+49	+1	+137	+156	+2
„Niedrigere Energieträger-preise“	-	-	-	+126	+139	+2
„Höhere Klimaschutz-ziele“	-	-	-	+201	+218	+2
„Verstärkter EE-Ausbau“	-	-	-	+96	+96	–1
„Brennelemente-steuer“	-	-	-	+75	+99	+4
„Höhere Brennstoffkreis-laufkosten“	-	-	-	+129	+148	+1

5.2.3 Entwicklung der Marktanteile

Für die Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs in einem abzugrenzenden relevanten Markt bieten Marktstrukturmerkmale erste Ansatzpunkte für wettbewerbspolitische Beurteilungen und Einordnungen, vgl. [16]. In der vorliegenden Untersuchung wird für diesen Zweck die Marktstruktur und die Entwicklung im Hinblick auf Elektrizitätserzeugung und Kraftwerkskapazitäten analysiert. Wie bereits in Abschnitt 3.2 erläutert, beschränkt sich die Analyse auf den Teilmarkt mit konventionellen Erzeugungsanlagen. Dabei wird nur der Elektrizitätsmarkt in Deutschland betrachtet, obwohl für wettbewerbsstrukturelle Betrachtungen der europäische Binnenmarkt wohl eher als relevanter Markt anzusehen ist. In den Abbildungen 5.9 und 5.10 sind die Entwicklungen der Marktanteile der Unternehmensgruppen „KKW-Betreiber“ und „Sonstige Betrei-

ber“ sowie der Gruppe „Neu-KW“ an der jährlichen Elektrizitätserzeugung bzw. an den gesamten installierten Kapazitäten in den drei „Basisszenarien“ für ausgewählte Jahre dargestellt. Dabei beziehen sich die Marktanteile der „KKW-Betreiber“ und „Sonstigen Betreiber“ auf die Bestandsanlagen und derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke dieser Unternehmensgruppen. Die Gruppe „Neu-KW“ beinhaltet die in den Szenarien zuzubauenden neuen Kraftwerkskapazitäten und beschreibt damit das Potential für zukünftige Veränderungen der Marktstruktur.

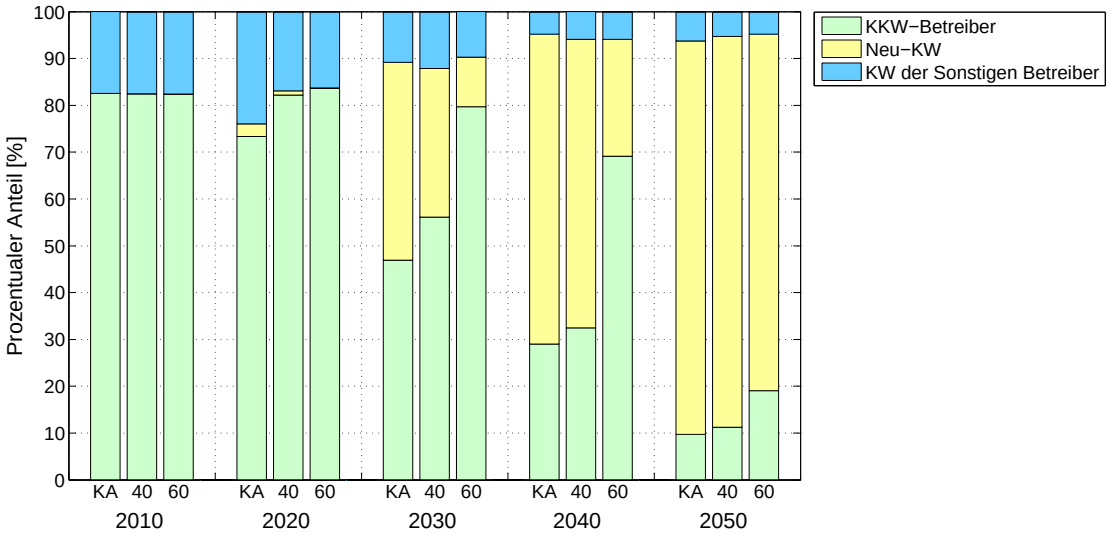

Abbildung 5.9: Entwicklung der Marktanteile verschiedener Unternehmensgruppen an der Elektrizitätserzeugung, „Basisszenarien“.

Ausgehend vom Jahr 2010 bei einem Marktanteil der „KKW-Betreiber“ an der Elektrizitätserzeugung von 82,5 % verringert sich dieser bis 2020 im Szenario „Base KA“ um 9,1 Prozentpunkte. Bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre geht er um 0,3 Prozentpunkte zurück. Bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre kann dagegen der Marktanteil dieser Unternehmensgruppe um 1,1 Prozentpunkte leicht steigen. Die Marktanteile der Gruppe „Sonstige Betreiber“ nehmen im Szenario „Base KA“ entsprechend um 6,4 Prozentpunkte zu, während sie in den Laufzeitverlängerungsszenarien leicht abnehmen, wobei in diesen Szenarien die inländische Elektrizitätserzeugung um 60 bzw. 80 TWh höher ist. Im Jahr 2030 sind dann die Marktanteile der Gruppe „KKW-Betreiber“ szenariospezifisch deutlich unterschiedlicher mit etwa 80 % im Fall einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre und lediglich 47 % bei einem Kernenergieausstieg. Für die Gruppe „Sonstige Betreiber“ bewegen sie sich in einem Bereich von 10 % bis 12 %. Die Potentiale für Veränderungen der Marktstruktur sind bis zu diesem Zeitpunkt im Fall einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre naturgemäß deutlich kleiner als im Szenario Kernenergieausstieg. Für die weiter in der Zukunft liegenden Jahre (2040 bis 2050) nehmen die Potentiale für strukturelle Ver-

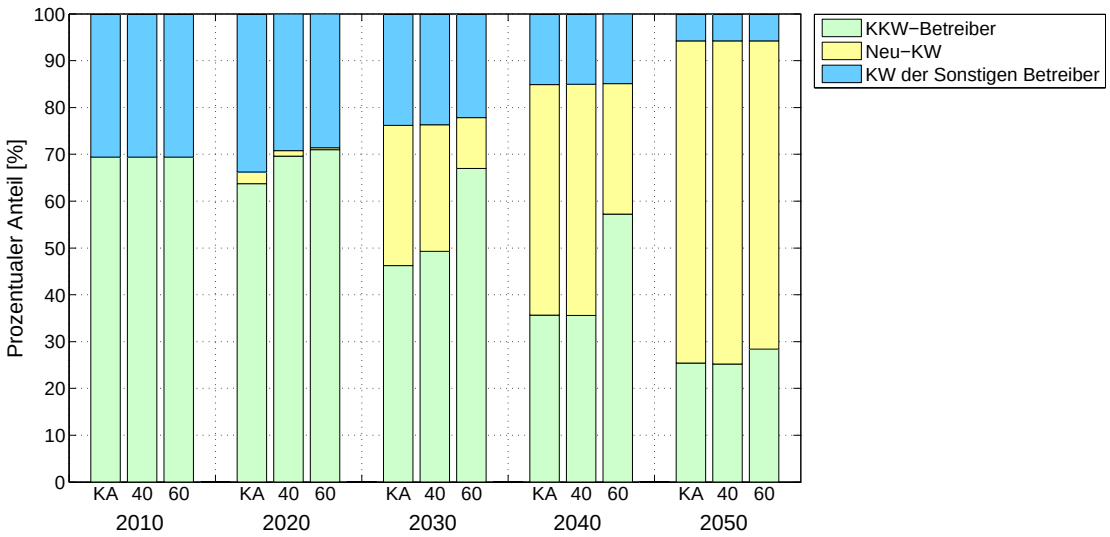

Abbildung 5.10: Entwicklung der Marktanteile verschiedener Unternehmensgruppen an der installierten Kapazitäten, „Basisszenarien“.

änderungen aufgrund der weitgehenden Außerbetriebnahme von Bestandsanlagen weiter zu.

Betrachtet man nun die strukturellen Entwicklungen anhand der Kraftwerkskapazitäten, die den verschiedenen Unternehmensgruppen zuzuordnen sind (siehe Abbildung 5.10), so zeigen sich dort ähnliche Entwicklungen wie bei der Elektrizitätserzeugung.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass sich durch den geringen Bedarf an zuzubauender konventioneller Kraftwerksleistung im Fall einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke das Potential für strukturelle Änderungen der Marktanteile verschiedener Unternehmensgruppen im Zeitverlauf entsprechend langsamer entwickelt, aber nicht grundsätzlich eliminiert wird. Die hier skizzierten Entwicklungen der Marktstrukturen berücksichtigen allerdings nicht, dass eine Veränderung der Marktanteile auch durch Investitionen in kosteneffizientere Kraftwerke möglich ist, die weniger effiziente Kraftwerke aus dem Markt verdrängen können.

6 Abschöpfung der Zusatzgewinne

Teil der Debatte um eine Laufzeitverlängerung sind auch Überlegungen zur Abschöpfung der Zusatzgewinne der „KKW-Betreiber“. Von verschiedenen Seiten ist dabei die Abschöpfung der Hälfte der zusätzlichen Gewinne einer Laufzeitverlängerung gefordert werden. Des Weiteren hat die Bundesregierung die Einführung einer Brennelementesteuer auf die in Kernkraftwerken erzeugte Elektrizität im Rahmen ihrer Überlegungen zur Haushaltskonsolidierung vorgeschlagen[8].

In Folgenden sollen nun die verschiedenen Vorstellungen zur Abschöpfung von Zusatzgewinnen bzw. zur Erzielung von staatlichen Mehreinnahmen nicht im Detail diskutiert und gewürdigt werden, sondern es werden die Größenordnungen der staatlichen Mehreinnahmen skizziert, wobei zu berücksichtigen ist, dass dem Staat im Rahmen der derzeitigen Besteuerungspraxis ohnehin Steuereinnahmen aus zusätzlichen Gewinnen zufließen.

6.1 Steuereinnahmen

Die Zusatzgewinne, die von den „KKW-Betreibern“ bei einer Laufzeitverlängerung zu erwarten sind, tragen auch zu einem erhöhten staatlichen Steueraufkommen bei, vgl. [27]. Für die vorliegende Analyse wird vereinfachend ein pauschaler Steuersatz in Höhe von 30 % für die Abgabe der Körperschaft-, Gewerbesteuer sowie des Solidaritätszuschlags unterstellt. Die Berechnung der jährlichen Steuerabgabe basiert auf den zusätzlichen Gewinnen der „KKW-Betreiber“, die in Abschnitt 5.2.2 erläutert werden. In Tabelle 6.1 sind die ermittelten zusätzlichen Steueraufkommen aus den Gewinnen einer Laufzeitverlängerung im Zeitraum bis 2050 für die „Basisszenarien“ und die Variationsrechnungen zusammengestellt. Weiterhin sind die Zusatzgewinne der „KKW-Betreier“ nach Steuer aufgeführt.

Unter den Rahmenbedingungen der „Basisszenarien“ ergibt sich ein zusätzlichers Steueraufkommen bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre von 12 Mrd. €$_{2007}$ und bei Laufzeiten von 60 Jahren von 39 Mrd. €$_{2007}$. In den untersuchten Szenarienvarianten ergeben sich zusätzliche Steueraufkommen zwischen 21 und 55 Mrd. €$_{2007}$. Letzere errechnen sich für die Variante „Höhere Klimaschutzziele“.

[8] Regierungspressekonferenz vom 23. August

Tabelle 6.1: Gesamte Zusatzgewinne nach Steuer und zusätzliche Abgabe von Gewinnsteuern der „KKW-Betreibern“ im Zeitraum von 2010 bis 2050 durch eine Laufzeitverlängerung [Mrd.€$_{2007}$], nicht diskontiert.

	Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre		**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**	
	Zusatzgewinne nach Steuer	Zusätzliches Steueraufkommen	Zusatzgewinne nach Steuer	Zusätzliches Steueraufkommen
„Basisszenarien“	+24	+12	+117	+39
„Niedrigere Energieträgerpreise“	-	-	+106	+33
„Höhere Klimaschutzziele“	-	-	+163	+55
„Verstärkter EE-Ausbau“	-	-	+73	+23
„Brennelementesteuer“	-	-	+78	+21
„Höhere Brennstoffkreislaufkosten“	-	-	+112	+36

6.2 Brennelementesteuer

Das in Tabelle 6.1 für die Variante „Brennelementesteuer“ aufgeführte zusätzliche Steueraufkommen beinhaltet nur die Steuerlast für die auch in diesem Fall noch anfallenden zusätzlichen Gewinne der „KKW-Betreiber“, ohne das eigentliche Steueraufkommen durch die Brennelementesteuer, die ja für die gesamte Elektrizitätserzeugung aus Kernkraftwerken und nicht nur die Zusatzmengen der Laufzeitverlängerung erhoben werden soll. Das Steueraufkommen einer Brennelementesteuer (5 €$_{2007}$/MWh$_{th}$) errechnet sich zu rund. 81 Mrd. €$_{2007}$ bei einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre. Da die Brennelementesteuer aber das Gewinnsteueraufkommen reduziert, ist das gesamte Steueraufkommen nur um 58 Mrd. €$_{2007}$ höher als im vergleichbaren Szenario „Base 60“ ohne Brennelementesteuer.

Da die Brennelementesteuer in ihrer Wirkung einer Erhöhung der variablen Grenzerzeugungskosten der Kernkraftwerke gleichkommt, kann sie auch zu höheren Elektrizitätspreisen (Großhandelspreisen) führen. Die hier untersuchte Brennelementesteuer von 5 €$_{2007}$/MWh$_{th}$ bewirkt über ihre Elektrizitätspreiswirkungen bis 2050 eine kumulierte Mehrbelastung der Elektrizitätsverbraucher von rund 24 Mrd. €$_{2007}$.

7 Fazit

Die Bundesregierung plant, bis Herbst dieses Jahres ein energiepolitisches Gesamtkonzept (Energiekonzept) zu erarbeiten, das „nicht nur die Energieversorgung der nächsten Jahre gewährleisten“, sondern „auch die Weichen für eine nachhaltige und verlässliche Versorgung der Zukunft“ stellen soll. In den Leitlinien des Energiekonzeptes ist geäußert worden, Kernenergie als eine „Brückentechnologie“ zu nutzen, bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann. Es ist deshalb zu prüfen, ob der in 2000 beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie mit den drei wesentlichen Aspekten - Nachhaltigkeit, Verlässlichkeit und Wirtschaftlichkeit - der deutschen Energiepolitik übereinstimmt und welche Auswirkungen bei einer möglichen Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke zu erwarten sind.

In Ergänzung zu einer Untersuchung der Verträglichkeit der Kernkraftwerke mit anderen Erzeugungstechnologien aus technisch-betrieblichen Aspekten ([17]) befasst sich die vorliegende Studie überwiegend mit den Auswirkungen, die eine Laufzeitverlängerung auf den zukünftigen Elektrizitätsmarkt entfalten würde. Das betrifft zum einen die Auswirkungen auf die Elektrizitätserzeugung, die Elektrizitätspreise sowie die Treibhausgasemissionen. Darüber hinaus sind die möglichen wettbewerblichen und marktstrukturellen Veränderungen sowie unternehmensseitige Effekte einer Laufzeitverlängerung Gegenstand dieser Studie.

Um den Einfluss unsicherer energiewirtschaftlicher bzw. -politischer Faktoren auf die untersuchten Auswirkungsbereiche einer Laufzeitverlängerung aufzuzeigen, werden diese im Rahmen von Sensitivitätsanalyse ausgehend von den Basisszenarien untersucht.

Unter Berücksichtigung der Einbettung in die europäische Elektrizitätsversorgung führt eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke auf 40 Jahre durch einen Abbau des Imports von Elektrizität bis 2030 zu einer im Durchschnitt 6 % höheren inländischen Elektrizitätserzeugung. Im Fall einer Laufzeitverlängerung ist dieser Effekt noch deutlich stärker ausgeprägt.

Außerdem wird eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke dazu beitragen, dass das europaweite Treibhausgasminderungsvorhaben mit niedrigeren Kosten erreicht werden kann. Die sich auf dem europäischen Emissionshandelsmarkt einstellenden CO_2-Zertifikatepreise können dadurch für eine längere Zeitperiode um bis zu 10 €$_{2007}$/t CO_2 geringer ausfallen.

In den betrachteten Szenarien und Varianten lässt sich bei einem verlängerten Betrieb der Kernkraftwerke eine deutliche preissenkende Wirkung am deutschen Elektrizitätsmarkt beobachten, insbesondere wenn noch höhere Ziele bezüglich der CO_2-Minderung oder des Ausbaus der erneuerbaren Energien als derzeitig vorgesehen erreicht werden sollen. In diesen Fällen kann eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre die Elektrizitätspreise bis 2050 im Durchschnitt um knapp 11 €$_{2007}$/MWh senken, was für deutsche Elektrizitätsverbraucher eine gesamte (kumulierte) Kostenentlastung von 182 bis 201 Mrd. €$_{2007}$ bedeuten würde. Unterstellt man die Umsetzung der derzeit formulierten Ziele für den Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, ergibt sich mit ausgedehnten Laufzeiten der Kernkraftwerke auf 60 Jahren eine mögliche Preissenkung von 6 bis 7 €/MWh, die zu einer Kostenentlastung der Elektrizitätsverbraucher von 98 bis 128 Mrd. €$_{2007}$ führt.

Mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sind auch erhebliche ökonomische Vorteile für die kernkraftwerksbetreibende Unternehmen verbunden. Für die untersuchten energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen ergibt sich dabei eine Bandbreite der zusätzlichen Gewinne (vor Steuer) durch eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre von 96 bis 218 Mrd. €$_{2007}$. Die auf diese zusätzlichen Gewinne anfallenden Steuer führen ohne weitere gewinnabschöpfende Maßnahmen zu zusätzlichen Steuereinnahmen der öffentlichen Hand von 21 bis 55 Mrd. €$_{2007}$. Mit der Einführung einer Brennelementesteuer von 5 €$_{2007}$/MWh$_{th}$ würde sich das gesamte zusätzliche Steueraufkommen auf rund 85 Mrd. €$_{2007}$ erhöhen.

Die Gruppe der Kraftwerksbetreiber, die keine Kernkraftwerke in ihrem Erzeugungsportfolio besitzen, werden bezüglich der Rentabilität ihrer getroffenen Kraftwerksinvestitionsentscheidungen nicht negativ betroffen. Aufgrund der höheren inländischen Elektrizitätserzeugung im Fall einer Laufzeitverlängerung können sie trotz der niedrigeren Elektrizitätspreise ähnliche bzw. leicht höhere Deckungsbeiträge wie im Fall eines Kernenergieausstiegs erwirtschaften.

A Zusammenfassung der ausgewählten Studien

Tabelle A.1: Wesentliche Rahmenannahmen und Ergebnisse der ausgewählten Studien

	enervis/BBH	**Ritzau et al.**	**Bruckner et al.**	**LBBW**	**Pfaffenberger**	**Matthes**
Zusätzliche Gewinne	40a: +60,7 Mrd. €$_{2010}$ bis 2030 (KKW) 60a: +230 Mrd. €$_{2010}$ bis 2050 (KKW) Ohne Nachrüstungskosten	k. A.	k. A.	Um 10a: S1: 89,7 (44,5[c)]) Mrd. € S2: 44,0 (21,3) Mrd. € Um 15a: S1: 137,1 (60,0) Mrd. € S2: 68,6 (29,6) Mrd. € Um 20a: S1: 185,0 (71,5) Mrd. € S2: 93,7 (35,8) Mrd. € Um 25a: S1: 233,4 (80,2) Mrd. € S2: 119,3 (40,7) Mrd. € KKW, vor Steuern	40a bis 2028: S1: 27 Mrd. € S2: 61 Mrd. € S3: 106 Mrd. € 60a bis 2048: S1: 83 Mrd. € S2: 193 Mrd. € S3: 339 Mrd. € KKW, vor Steuern	40a: S1: 66 Mrd. €$_{2008}$ S2: 84 Mrd. €$_{2008}$ KKW, vor Steuern
Zusätzliche Deckungsbeiträge	k. A.	40a: KKW-Betreiber: +57 Mrd. €$_{2010}$ bis 2030 Übrige: -3 Mrd. €$_{2010}$ bis 2030	40a: KKW-Betreiber: +56,6 Mrd. € Konventionelle KW der Verbundunternehmen: -23,8 Mrd. € Stadtwerke: -3,2 Mrd. € Sonstige unabh. Erzeuger: -3,7 Mrd. € Zubau: -9,4 Mrd. €	k. A.	k. A.	k. A.

	enervis/BBH	Ritzau et al.	Bruckner et al.	LBBW	Pfaffenberger	Matthes
Zusätzliche Erlöse	40a: KKW: +85 Mrd. $€_{2010}$ Erdgas GuD: -280 Mio. $€_{2010}$ Steinkohlen KW: -310 Mio. $€_{2010}$ 60a: KKW: +340 Mrd. $€_{2010}$ „Mehrerlöse “	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Elektrizitäts-preis	KA (32a): 2010: 45 $€_{2010}$/MWh 2020: 83 $€_{2010}$/MWh 2030: 88 $€_{2010}$/MWh 2040: 98 $€_{2010}$/MWh 40a: 2010: 45 $€_{2010}$/MWh 2020: 80 $€_{2010}$/MWh 2030: 95 $€_{2010}$/MWh 2040: 97 $€_{2010}$/MWh (alle Zahlen abgelesen aus Diagramm) Durchschnittlich -2€/MWh von 2010 bis 2020[a)]	k. A.	KA: 2010: 51,5 €/MWh 2015: 55,6 €/MWh 2025: 67,6 €/MWh 2030: 75,7 €/MWh 40a: 2010: 47,5 €/MWh 2015: 47,9 €/MWh 2025: 60,9 €/MWh 2030: 73,2 €/MWh Max. -7,7 €/MWh im Zeitraum bis 2030	Szenario 1: 80 €/MWh Szenario 2: 51 €/MWh	Szenario 1: 50 €/MWh Szenario 2: 80 €/MWh Szenario 2: 120 €/MWh	Szenario 1: 70 $€_{2008}$/MWh Szenario 2: 85_{2008} €/MWh

	enervis/BBH	Ritzau et al.	Bruckner et al.	LBBW	Pfaffenberger	Matthes
CO_2-Emissionen	40a: -50 Mio. Tonnen pro Jahr bis 2030 (geschätzt); -35 Mio. Tonnen pro Jahr bis 2030 (abgeschätzt, bei Inkrafttreten des Opt-In-Modells)	40a: -22 Mio. Tonnen pro Jahr bis 2030; In 2020: -27 Mio. t	k. A.	Verschiedene Abschätzungen, keine modellgestützte Analyse	k. A.	k. A.
CO_2-Zertifikatepreise	WEO 2009 als Referenz	WEO 2009 als Referenz	20 $€_{2005}$/t in 2010; 3%/a Anstieg	k. A.	k. A.	k. A.
Energieträgerpreise	WEO 2009 als Referenz	WEO 2009 als Referenz	Braunkohlen: 4,0 $€_{2005}$/MWh in 2010; 1%/a Anstieg Erdgas: 24,9 $€_{2005}$/MWh in 2010; 1,3%/a Anstieg Leichtes Heizöl: 44,3 $€_{2005}$/MWh in 2010; 1,3%/a Anstieg Steinkohlen: 12,5 $€_{2005}$/MWh in 2010; 1,3%/a Anstieg Uran: 3,5 $€_{2005}$/MWh in 2010; 1%/a Anstieg	k. A.	k. A.	k. A.

	enervis/BBH	Ritzau et al.	Bruckner et al.	LBBW	Pfaffenberger	Matthes
Erzeugungskosten der KKW	17,4 €$_{2010}$/MWh; 2%/a Anstieg Inkl. fixe und variable Betriebskosten	k. A.	k. A.	22 €/MWh	40a: 26 €/MWh 60a: 28 €/MWh Sämtliche Betriebskosten inkl. Brennstoff, Wartung, Entsorgung	16,5 €/MWh Fixe Betriebskosten, Brennstoff, Entsorgung, sonstige variable Betriebskosten
Ertüchtigungskosten der KKW	1500 - 2500 €/kW (30 - 50 Mrd. €) Nur bei 60a und auch oben nicht berücksichtigt!	k. A.	k. A.	3,1 Mrd. € für alle Szenarien	k. A.	k. A.
Marktstruktur/ Wettbewerb	Dauerhafter Marktverschluss; Marktanteil der großen Vier bei 80% mit der Möglichkeit zur Ausweitung	Deutlich gestärkter Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Braunkohlen und Kernenergie, deshalb Marktverschluss	Steigender Marktanteil[b)] der Verbundunternehmen auf 84% (2015, statt 77%) und 67% (2025, statt 53%) bei Laufzeitverlängerung	k. A.	k. A.	k. A.
Volllaststunden	KKW: 7690h vorgegeben	Steinkohlen KW: -4%; Erdgas GuD: -18%; KKW: ca. 7870h	k. A.	KKW: 7800h vorgegeben	KKW: 6900h vorgegeben	KKW: 7500h vorgegeben
Rentabilität neuer/junger Kraftwerksprojekte	s. o.	Überproportionale Abwertung	Erwirtschaftung der Kapitalkosten wird erschwert	k. A.	k. A.	k. A.

	enervis/BBH	**Ritzau et al.**	**Bruckner et al.**	**LBBW**	**Pfaffenberger**	**Matthes**
Steuern?	Alle Berechnungen vor Steuer	Alle Berechnungen vor Steuer	Alle Berechnungen vor Steuer	Alle Berechnungen vor Steuer; Ausweis staatlicher Anteile (nach Steuer)	Berechnungen vor und nach Steuern (Steuersatz: 30%)	Alle Berechnungen vor Steuer
Methode	Modellgestützte Analyse: Marktsimulationsmodell „enervis Market Power (eMP)“	Modellgestützte Analyse: BET-Strommarktmodell	Modellgestützte Analyse: Strommarktmodell „MI-COES“	Szenariobasierte Analyse	Szenariobasierte Analyse	Szenariobasierte Analyse
Bemerkungen	a): bei Inkrafttreten des Opt-In-Modells Gewinne und Erlöse für „KKW-Betreiber“, tatsächlich jedoch nur für die betriebenen KKW	-	b): als Anteil an der Elektrizitätserzeugung	c): diskontierter Wert mit Diskontierungsfaktor 6,5%	-	-

B Kurzcharakterisierung der verwendeten Modelle

B.1 Energiesystemmodell TIMES PanEU

Das Energiesystemmodell TIMES (The Integrated Markal Efom System) ist eine in GAMS geschriebene Weiterentwicklung der beiden Modellgeneratoren MARKAL und EFOM-ENV. In der Anwendung des Energiesystemmodells für die Europäische Union werden in den jeweils einzeln betrachteten 30 Regionen (Staaten der EU-27 sowie Norwegen, Schweiz und Island) über 1200 Prozesstypen unterschieden, die den Energiefluss von der Energiedienstleistung bis hin zur Primärenergie repräsentieren. Der derzeitige Datensatz, der im Rahmen der von der Europäischen Kommission geförderten Vorhaben NEEDS und RES-2020 entwickelt wurde, ist auf das Basisjahr 2005 kalibriert, simuliert die Entwicklung bis zum Jahr 2050 und umfasst neben den Energieflüssen auch die energiebedingten CO_2-, CH_4-, N_2O-, NO_x-, SO_2-, CO-, NMVOC-, NH_3- und Staub-Emissionen. Insgesamt bietet der vom IER Stuttgart verwendete integrierte Planungsansatz den Vorteil, z. B. gegenüber den sonst üblichen „Spreadsheet"-Modellen, dass damit alle sektoralen und regionalen Rückkopplungen berücksichtigt werden können, ohne dass an den Koppelstellen der einzelnen Module Informationen verloren gehen. Angesichts der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte erscheint dies von besonderer Bedeutung, da die jeweiligen wettbewerblichen Konkurrenzbeziehungen unbedingt zu erfassen sind. Eine Betrachtung, die sich aus einzelnen sektoralen oder regionalen Überlegungen oder aus gesonderten Analysen der verschiedenen Energieträger, zusammensetzt, kann diesem Aspekt nicht gerecht werden. Das Modell TIMES ist bereits in mehreren Forschungsarbeiten erfolgerreich angewendet worden. Ausführliche Darstellungen des Modellansatzes sowie die abgeschlossenen Projekte finden sich z.B. in [2–4, 13].

B.2 Elektrizitätsmarktmodell E2M2s

Der starke Zubau der erneuerbaren Energien, insbesondere aus den fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne, führt zu einer zunehmenden Anforderung an Betriebsflexibilitäten und einem größeren Bedarf an Reserveleistung, die durch übrige Erzeugungsanlagen im Kraftwerkspark bereitgestellt werden muss. Zu den wichtigen Parametern für Betriebsflexibilitäten gehören vor allem Anfahrzeiten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten sowie maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten. Außerdem ist der Leistungsbereich einer Erzeugungsanlage, in dem die Leistungsregelung erfolgt, für

die Bewertung der Betriebsflexibilität ebenfalls ein entscheidender Faktor. Um die genannten Restriktionen in der Modellanalyse angemessen zu erfassen, sind sowohl eine höhere zeitliche Auflösung als auch eine detailliertere Abbildung der Erzeugungstechnologien erforderlich. In E2M2s werden thermische Anlagen größer als 100 MW und alle Pumpspeicherkraftwerke einzeln abgebildet, damit zeitübergreifende (intertemporale) Restriktionen und die Speicherbewirtschaftung berücksichtigt werden können. Thermische Anlagen unter 100 MW werden nach Erzeugungstechnologien und Inbetriebnahmejahren in verschiedenen Kraftwerksklassen zusammengefasst und vereinfacht abgebildet. Die fluktuierende elektrische Einspeisung aus Wind-Onshore und -Offshoreanlagen stellt in der Zukunft eine wesentliche Unsicherheit bei der Planung des Kraftwerkseinsatzes dar. Neben den hohen Betriebsflexibilitäten der konventionellen Anlagen, die ihre Erzeugungsleistungen im Fall von unerwarteten kurzfristigen Veränderungen im Winddargebot schnell anpassen können, ist die längerfristige Bestimmung des Reservebedarfs für Winderzeugungsanlagen eine Voraussetzung dafür, die Versorgungssicherheit kosteneffizient zu gewähren. In E2M2s erfolgt die Abbildung des unsicheren Winddargebotes über ein stochastisches Szenariogitter ([33]), das anhand von historischen Winddaten über mehrere Jahre durch eine Clusteranalyse generiert wird. Das Szenariogitter trägt vor allem dazu bei, den durch unsichere Windenergieeinspeisung bedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarf zu berechnen. Entsprechend der derzeitigen Fördermaßnahmen in der deutschen Energiepolitik ist in der Zukunft ein beträchtlicher Anteil an KWK-Anlagen zu erwarten. Im Gegensatz zur Elektrizitätsversorgung ist die Übertragung der Fernwärme stark regional eingeschränkt. Dafür wird Deutschland nach Erzeugungsstruktur und geographischer Lage in 21 Fernwärmeregionen aufgeteilt. KWK-Anlagen werden gemäß ihren Standorten zu den jeweiligen Fernwärmeregionen zugeordnet. Eine überregionale Versorgung der Fernwärme ist dadurch ausgeschlossen. Ferner ist bei KWK-Anlagen zwischen Gegendruck- und Entnahme-Kondensationsanlagen, die im Verhältnis zwischen Elektrizitätserzeugung und Wärmeauskopplung unterschiedliche Freiheitsgrade besitzen, zu differenzieren. Um den Rechenaufwand trotz der komplexen Modellierung beherrschbar zu halten, werden in E2M2s repräsentative Typstunden für die Abbildung der zeitabhängigen Zustände angewendet. Durch einen speziell entwickelten Rechenalgorithmus ([33]) können zeitübergreifende Restriktionen auch mit den diskreten Typstunden angemessen beschrieben werden.

Das Modell E2M2s hat bereits in einigen Projekten Anwendung gefunden, z. B. [10, 11, 17]. Ausführliche Darstellungen des Modells finden sich in [32, 33].

C Ergebnisse der Szenarienvarianten

C.1 „Niedrigere Energieträgerpreise“

Kraftwerkspark

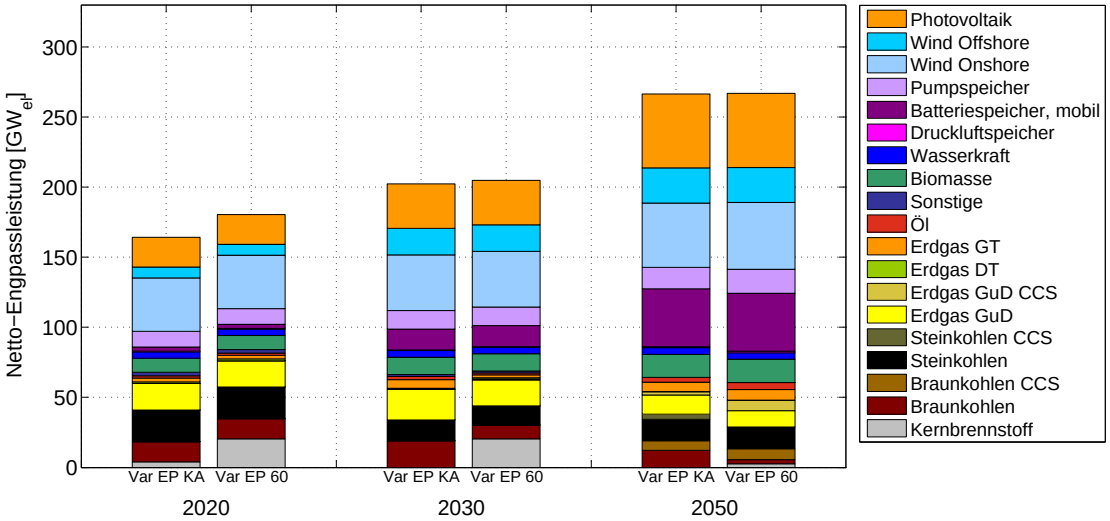

Abbildung C.1: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Niedrigere Energieträgerpreise“.

Tabelle C.1: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Niedrigere Energieträgerpreise“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	2,6
Braunkohlen	12,2	2,9
Braunkohlen CCS	6,8	7,8
Steinkohlen	15,4	14,9
Steinkohlen CCS	3,7	0,7
Erdgas GuD	13,6	11,6
Erdgas GuD CCS	2,4	7,2
Erdgas GT/DT & Öl	10,2	12,8
Pumpspeicher	15,2	17,0
Summe	79,4	77,4

Elektrizitätspreise

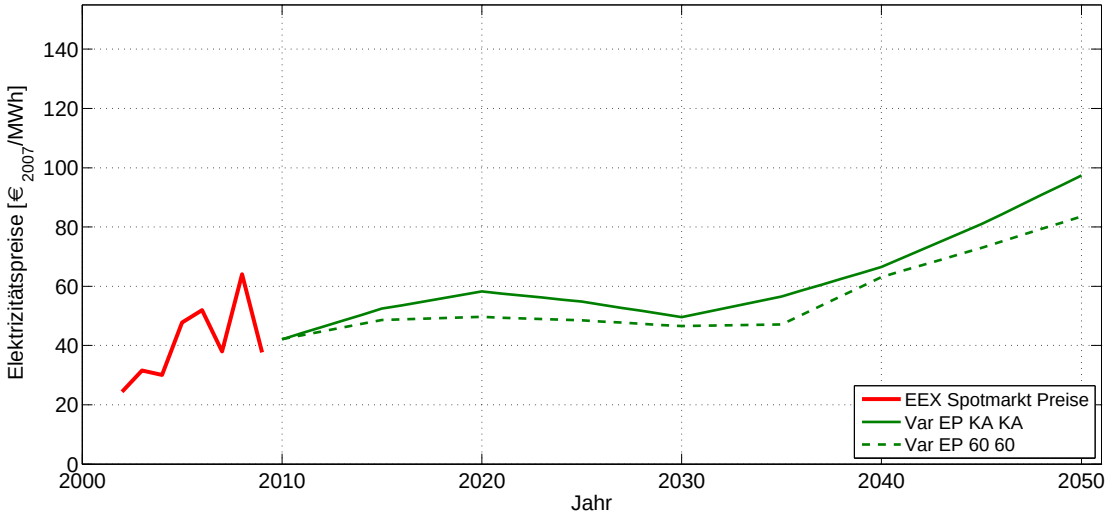

Abbildung C.2: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Niedrigere Energieträgerpreise“.

Tabelle C.2: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], Variante „Niedrigere Energieträgerpreise“.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergieausstieg	42	58	50	66	97
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	42	50	47	63	84

CO_2-Emissionen

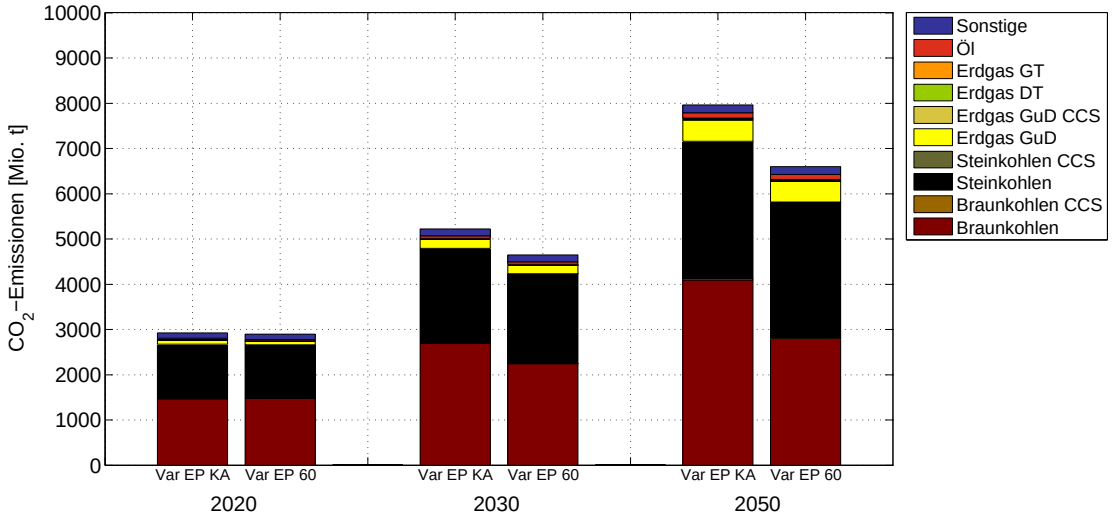

Abbildung C.3: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Niedrigere Energieträgerpreise“.

Tabelle C.3: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Niedrigere Energieträgerpreise“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	4130	2820
Steinkohlen	3040	3010
Erdgas & Öl	630	610
Sonstige	170	170
Summe	7970	6610

C.2 „Höhere Klimaschutzziele“

Kraftwerkspark

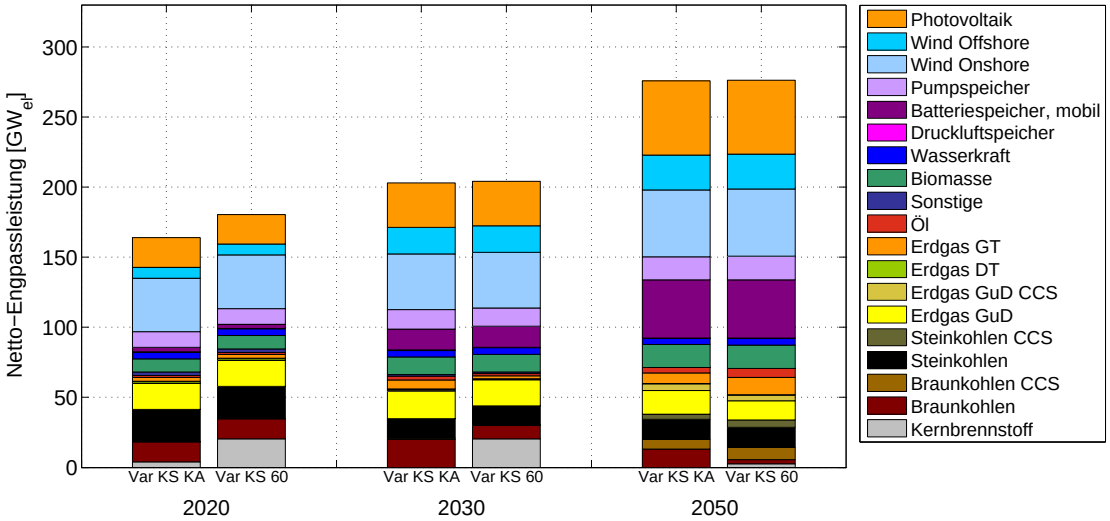

Abbildung C.4: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Höhere Klimaschutzziele“.

Tabelle C.4: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Höhere Klimaschutzziele“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	2,6
Braunkohlen	13,1	2,9
Braunkohlen CCS	6,8	8,7
Steinkohlen	14,4	14,4
Steinkohlen CCS	3,7	5,2
Erdgas GuD	17,0	13,8
Erdgas GuD CCS	4,8	4,0
Erdgas GT/DT & Öl	11,5	19,1
Pumpspeicher	16,4	17,0
Summe	87,6	87,7

Elektrizitätspreise

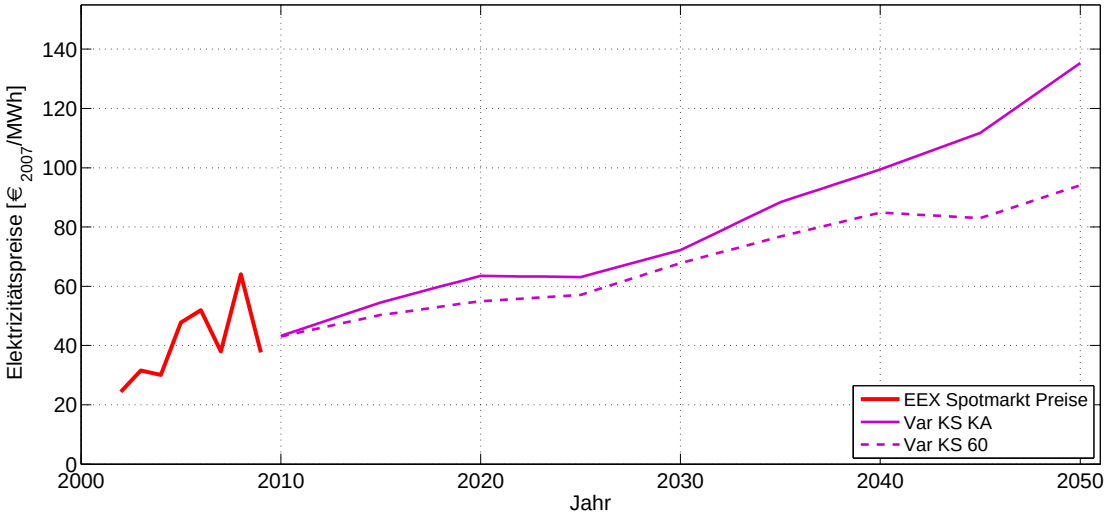

Abbildung C.5: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Höhere Klimaschutzziele“.

Tabelle C.5: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], „Höhere Klimaschutzziele“.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergieausstieg	43	64	72	99	135
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	43	55	68	85	94

CO_2-Emissionen

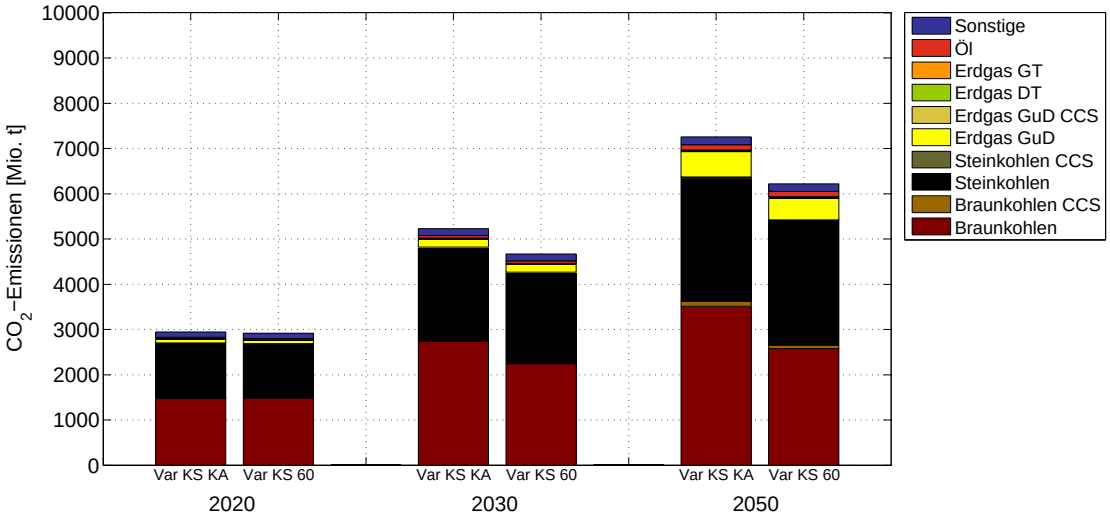

Abbildung C.6: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Höhere Klimaschutzziele“.

Tabelle C.6: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Höhere Klimaschutzziele“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	3620	2650
Steinkohlen	2750	2770
Erdgas & Öl	710	630
Sonstige	170	170
Summe	7250	6220

C.3 „Verstärkter EE-Ausbau“

Kraftwerkspark

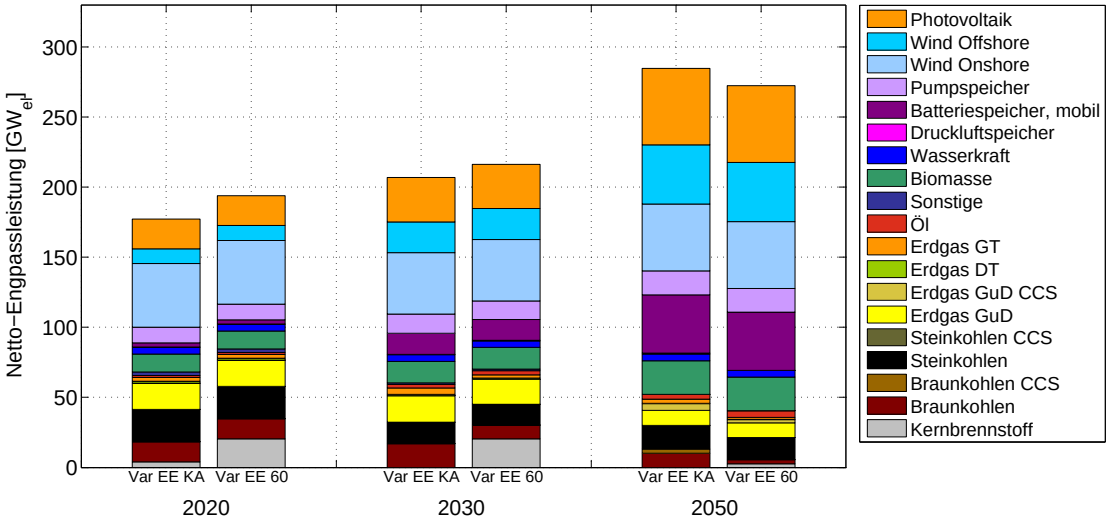

Abbildung C.7: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Verstärkter EE-Ausbau“.

Tabelle C.7: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Verstärkter EE-Ausbau“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	2,6
Braunkohlen	10,2	2,9
Braunkohlen CCS	2,9	0
Steinkohlen	16,9	15,9
Steinkohlen CCS	0	0
Erdgas GuD	10,8	10,4
Erdgas GuD CCS	4,8	2,4
Erdgas GT/DT & Öl	6,6	6,4
Pumpspeicher	17,2	17,0
Summe	69,4	57,5

Elektrizitätspreise

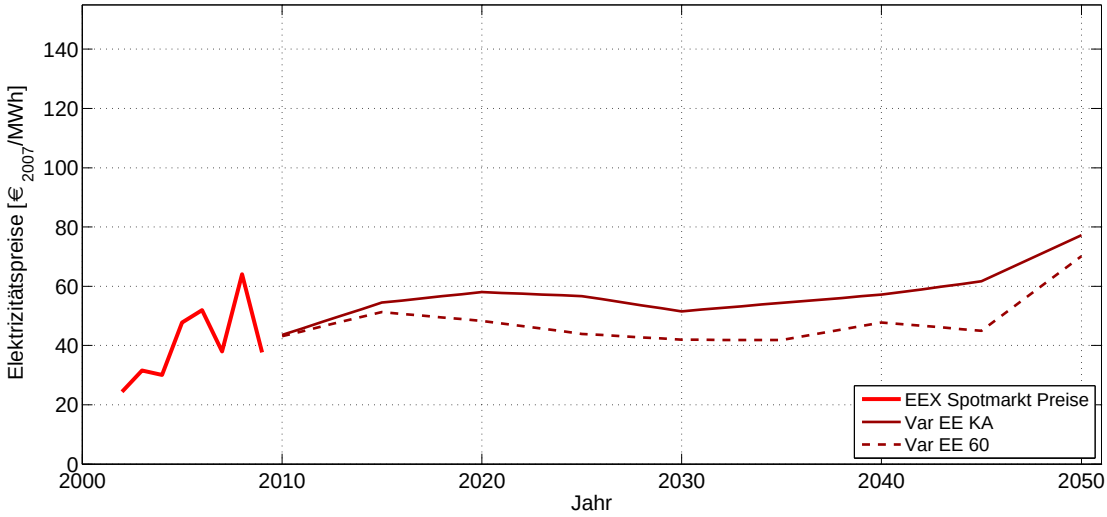

Abbildung C.8: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Verstärkter EE-Ausbau“.

Tabelle C.8: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], „Verstärkter EE-Ausbau“.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergieausstieg	43	58	52	57	77
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	43	48	42	48	70

CO_2-Emissionen

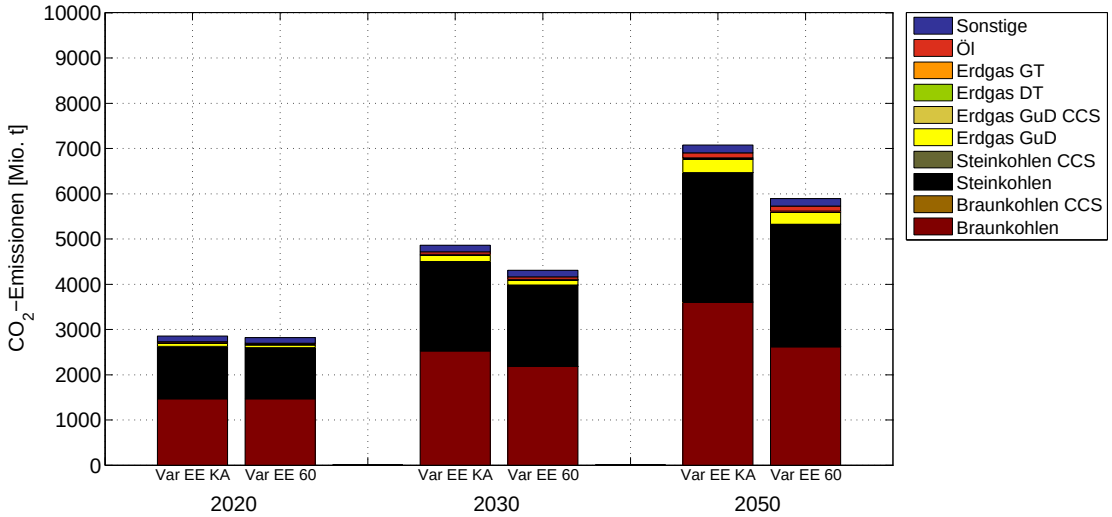

Abbildung C.9: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Verstärkter EE-Ausbau“.

Tabelle C.9: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Verstärkter EE-Ausbau“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	3610	2620
Steinkohlen	2860	2710
Erdgas & Öl	440	400
Sonstige	170	170
Summe	7080	5900

C.4 „Brennelementesteuer“

Kraftwerkspark

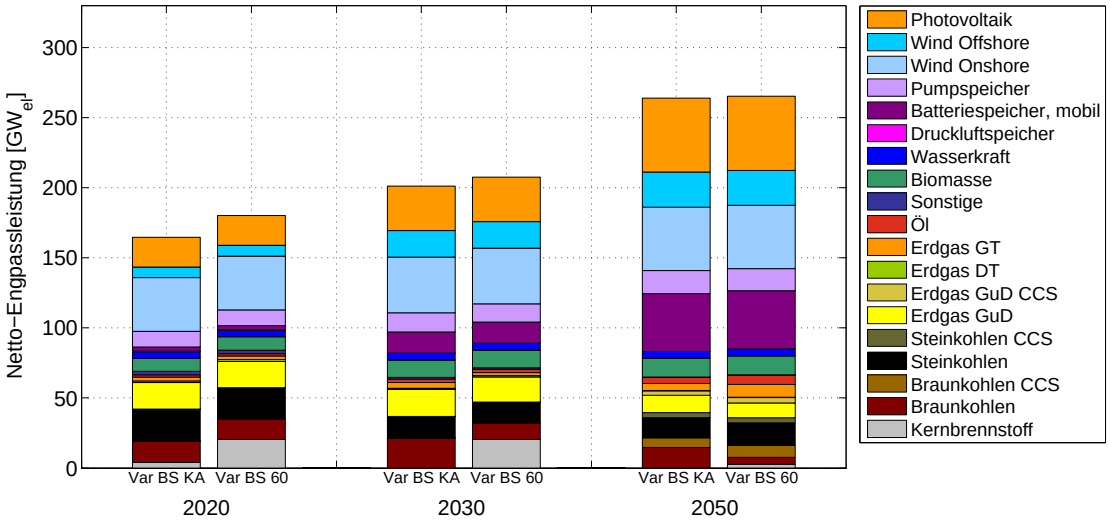

Abbildung C.10: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Brennelementesteuer“.

Tabelle C.10: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Brennelementesteuer“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	2,6
Braunkohlen	14,7	5,0
Braunkohlen CCS	6,8	8,7
Steinkohlen	14,4	15,9
Steinkohlen CCS	3,7	3,7
Erdgas GuD	12,4	10,4
Erdgas GuD CCS	3,2	4,0
Erdgas GT/DT & Öl	9,8	16,1
Pumpspeicher	16,4	15,8
Summe	81,4	82,2

Elektrizitätspreise

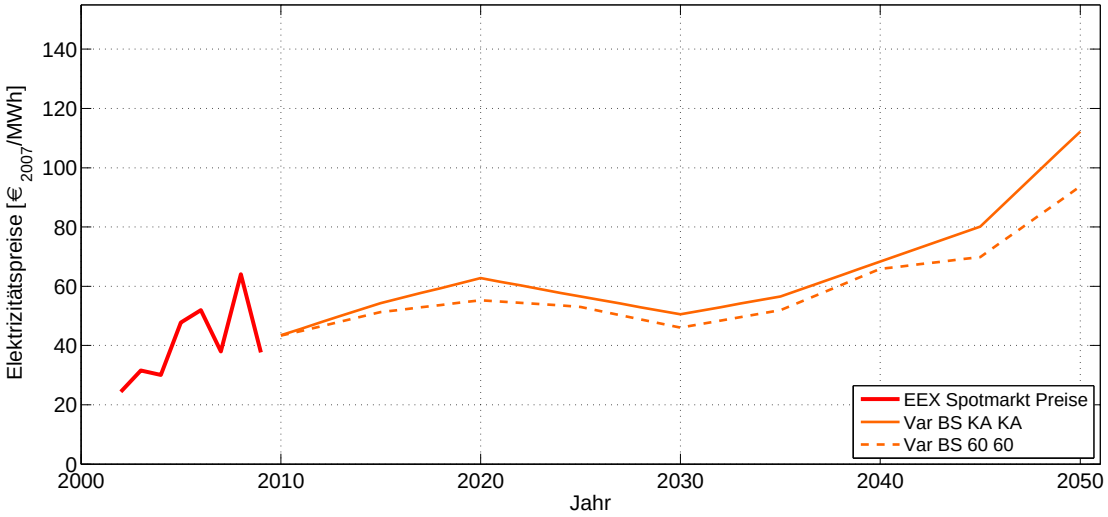

Abbildung C.11: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Brennelementesteuer“.

Tabelle C.11: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], „Brennelementesteuer“.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergieausstieg	43	63	51	68	112
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	43	55	46	66	94

CO_2-Emissionen

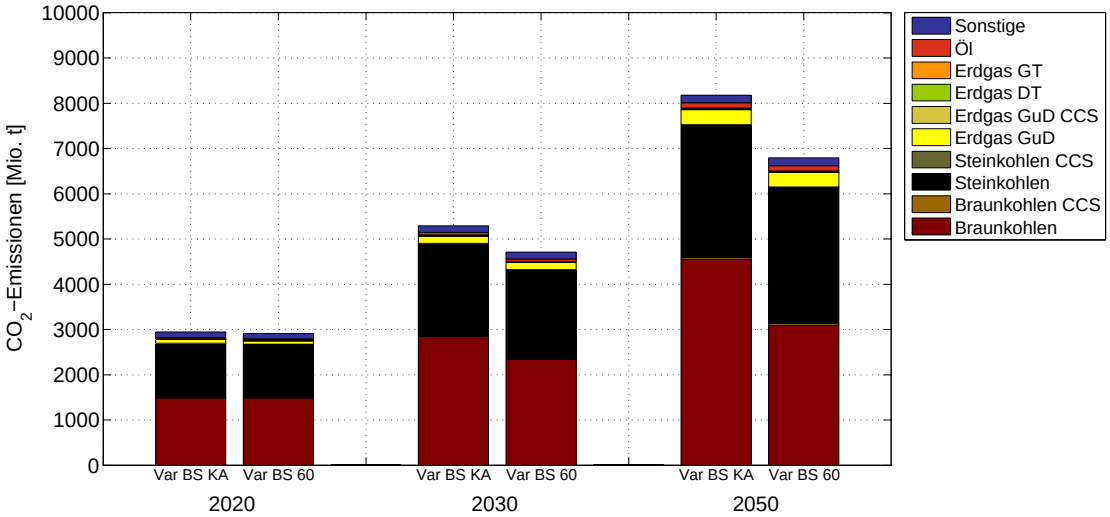

Abbildung C.12: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Brennelementesteuer“.

Tabelle C.12: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Brennelementesteuer“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	4600	3130
Steinkohlen	2930	3020
Erdgas & Öl	490	470
Sonstige	170	170
Summe	8190	6790

C.5 „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“

Kraftwerkspark

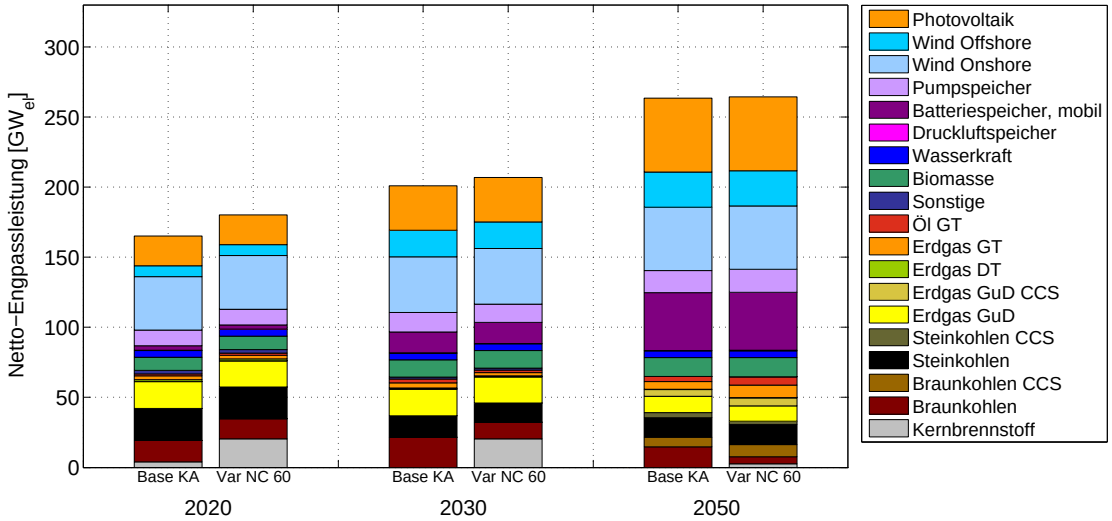

Abbildung C.13: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland, „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

Tabelle C.13: Installierte konventionelle Kraftwerke in 2050 [GW], „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Kernbrennstoff	0	2,6
Braunkohlen	14,7	5,0
Braunkohlen CCS	6,8	8,7
Steinkohlen	13,9	14,4
Steinkohlen CCS	3,7	3,7
Erdgas GuD	11,6	10,4
Erdgas GuD CCS	4,8	2,4
Erdgas GT/DT & Öl	9,5	17,0
Pumpspeicher	15,8	17,0
Summe	80,7	81,2

Elektrizitätspreise

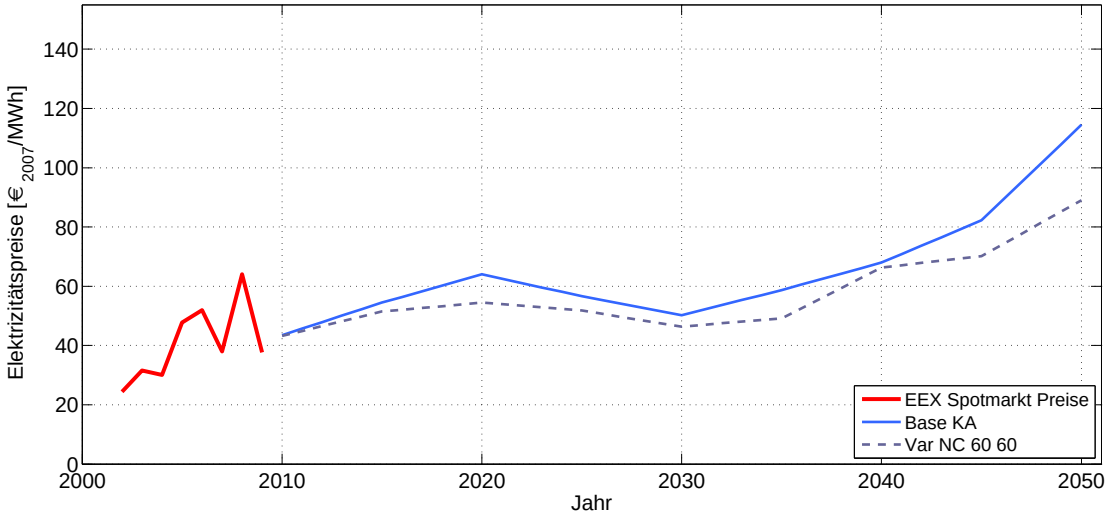

Abbildung C.14: Entwicklung der jährlichen Elektrizitätspreise in Deutschland, „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

Tabelle C.14: Elektrizitätspreise für ausgewählte Jahre in Deutschland [€$_{2007}$/MWh], „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergieausstieg	43	64	50	68	115
Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre	43	53	46	61	82

CO_2-Emissionen

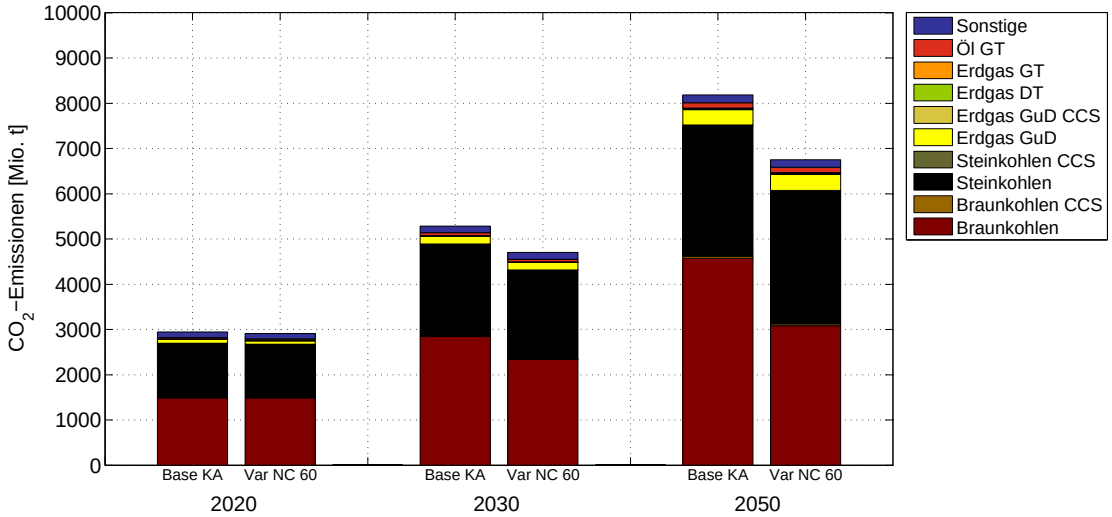

Abbildung C.15: Kumulierte CO_2-Emissionen des deutschen Elektrizitätssektors, „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

Tabelle C.15: Kumulierte CO_2-Emissionen des Elektrizitätssektors bis 2050 [Mio. t], „Höhere Brennstoffkreislaufkosten“.

	Kernenergieausstieg	**Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre**
Braunkohlen	4620	3130
Steinkohlen	2910	2910
Erdgas & Öl	490	510
Sonstige	170	170
Summe	8190	6720

Literatur

[1] Barzantny, Katja ; Achner, Sigrid ; Vomberg, Sebastian: Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland / EUtech Energie und Management GmbH. Hamburg, 2009. – Forschungsarbeit im Auftrag von Greenpeace

[2] Blesl, Markus: EU 20-20 policy implications on the energy system of Germany - an analysis with TIMES PanEU. In: *Nadia Maizi, Jean-Charles Hourcade: Carbone et Prospectives* Presses des Mines 2008 (2008)

[3] Blesl, Markus: Report on BAU-scenario results / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2009. – Forschungsbericht für EU-Projekt PLANETS (Probabilistic Long-Term Assessment of New Energy Technology Scenarios)

[4] Blesl, Markus ; Kober, Tom ; Bruchhof, David ; Kuder, Ralf: Beitrag von technologischen und strukturellen Veränderungen im Energiesytem der EU-27 zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 04 (2008), S. 219–229

[5] Böge, Ulf: Wettbewerbliche Würdigung einer Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke. Meckenheim, April 2010. – Kurzstudie im Auftrag der 8KU, Berlin

[6] Bruckner, Thomas ; Kondziella, Hendrik ; Bode, Sven: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt / Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement und arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Leipzig, April 2010. – Kurzstudie im Auftrag von 8KU

[7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Atomkraft – kein Weg für die Zukunft. Berlin, 2009. – Themenpapier

[8] Bundesregierung: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. 2009. – Forschungsbericht

[9] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. : Stromversorgung 2020 : Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, 2009. – Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche

[10] Ellersdorfer, Ingo ; Hundt, Matthias ; Sun, Ninghong ; Voss, Alfred: Kriterien für Kraftwerksentscheidungen. In: *KW21 - Kraftwerke des 21. Jahrhunderts. Abschlussbericht*. Stuttgart, 2009, S. 143 – 168

[11] Ellersdorfer, Ingo ; Hundt, Matthias ; Sun, Ninghong ; Voss, Alfred: Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2008. – Studie im Auftrag der E.ON Energie AG. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Ellersdorfer_Preisbildungsanalyse.pdf

[12] enervis energy advisors ; Becker Büttner Held (BBH): Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz. Berlin, März 2010. – Gemeinschaftsgutachten im Auftrag von Stadtwerken und regionalen Energieversorgungsunternehmen

[13] Fahl, Ulrich et al.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 : Energieprognose 2009 / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, 2010. – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/energieprognose2009.html

[14] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“. Berlin, 2009. – Hintergrundpapier zu einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e. V. (BEE)

[15] Georgii, Harald: Bedarf ein Gesetz zur Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke der Zustimmung des Bundesrates? / Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages. Berlin, Mai 2010. – Stellungnahme WD 3 – 3000 – 083/10, 138/10, 194/10

[16] Herdzina, Klaus: *Wettbewerbspolitik*. 5. Aufl. Stuttgart : UTB, Stuttgart, 1999

[17] Hundt, Matthias ; Barth, Rüdiger ; Sun, Ninghong ; Wissel, Steffen ; Voss, Alfred: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio : Technische und ökonomische Aspekte / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, 2009. – Studie im Auftrag der E.ON Energie AG. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf

[18] Landesbank Baden-Württemberg (LBBW): Koalititonsvertrag: Laufzeitverlängerung sowie Energiepolitik im Fokus. Stuttgart, Oktober 2009. – Institutional Equity Research, Sector Energy

[19] Landesbank Baden-Württemberg (LBBW): Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken : eine Option auf Versorgeraktien. Stuttgart, Juli 2009. – Institutional Equity Research, Sector Energy

[20] Lienert, Martin ; Müsgens, Felix ; Peek, Markus ; Wissen, Ralf ; Buttermann, Hans-Georg ; Hillebrand, Elmar: Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke / r2b energy consulting GmbH und EEFA GmbH & Co KG. Köln, Januar 2010. – Studie im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Industrie e.V. (BDI)

[21] Lindenberger, Dietmar ; Wissen, Ralf ; Bartels, Michael ; Hillebrand, Bernhard ; Buttermann, Hans G.: Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland / Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) Energy Environment Forecast Analysis GmbH, Berlin (EEFA). Köln, 2005. – Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Industrie e.V. (BDI)

[22] Matthes, Felix C. et al.: Politikszenarien für den Klimaschutz V - auf dem Weg zum Strukturwandel Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030 / Öko-Institut, Institut für Angewandte Ökologie; Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE); Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI). Dessau, 2009. – Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

[23] Matthes, Felix C.: Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissubventionen / Öko-Institut e.V. Berlin, Juli 2008. – Kurzanalyse

[24] Moench, Christoph: Warum AKW-Laufzeiten problemlos verlängert werden können. In: *Handelsblatt* (2010)

[25] Nitsch, Joachim ; Wenzel, Bernd: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung - Leitszenario 2009 / DLR Stuttgart; IfnE Teltow. Berlin, 2009. – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

[26] Papier, Hans-Jürgen: Rechtsgutachterliche Stellungnahme zur Zustimmungsbedürftigkeit eines Gesetzes zur Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken. München, Mai 2010. – Gutachten im Auftrag des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

[27] Pfaffenberger, Wolfgang: Mehrerlöse bei verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken. Bremen, Januar 2010. – Ergänzung zu der Veröffentlichung von Capital, März 2009, veröffentlicht in Capital Januar 2010

[28] Ritzau, Michael ; Michels, Armin ; Marci, Mika ; Beck, Jessica ; Krzikalla, Norbert: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf den Erzeugungsmarkt in Deutschland / Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Aachen, März 2010. – Gutachten im Auftrag der Trianel GmbH

[29] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung. Berlin, 2009. – Thesenpapier

[30] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin, 2010. – Stellungnahme

[31] Scholz, Rupert: Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke: Entscheidung zwischen Bundestag und Bundesrat? In: *atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie* 54 (2010), Nr. 5

[32] Sun, Ninghong ; Ellersdorfer, Ingo: Typical Hour Based Modeling of the Power Generation System. In: *6th International Conference on the European Energy Market (EEM09).* Leuven (BE) : IEEE Xplore, 2009

[33] Sun, Ninghong ; Ellersdorfer, Ingo ; Swider, Derk J.: Model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty. In: *3rd Int. Conf. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies.* Nanjing, 2008, S. 1298–1304

[34] Wieland, Joachim: Zur Zustimmungsbedürftigkeit eines Gesetzes zur Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken / Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanz- und Steuerrecht. Speyer, Mai 2010. – Rechtsgutachten (Vorgutachten) im Auftrag des Bundesminsteriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)