

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Kurzstudie zu möglichen Strom- preiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie

Im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz,
Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbrau-
cherschutz des Landes NRW

Wuppertal, 18. Mai 2011

Bearbeiter:

Dipl.-Oec. Sascha Samadi
Prof. Dr. Manfred Fishedick
Dr. Stefan Lechtenböhmer
Dr. Stefan Thomas

KurzStudie

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Einordnung der aktuellen Diskussion um die erwarteten Strompreiseffekte eines beschleunigten Kernenergieausstiegs	5
2.1	Strompreiseffekte nicht das einzige Kriterium zur Bewertung eines beschleunigten Kernenergieausstiegs	5
2.2	Differenzierte Betrachtung bei der Abschätzung der Strompreiseffekte notwendig	6
2.2.1	Auf beschleunigten Ausstieg zurückzuführende Strompreiseffekte unterscheiden von anderweitig verursachten Effekten	7
2.2.2	Zusammenhänge der Preisbildung auf dem Strommarkt berücksichtigen	8
2.2.3	Zwischen Strompreiseffekten auf Großhandelsebene und Endverbraucherebene unterscheiden	10
2.2.4	Bei Strompreiseffekten zwischen Kurz-, Mittel- und Langfristperspektive unterscheiden	10
3	Zusammenfassung und Bewertung der Aussagen zu Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs in aktuellen Studien und Stellungnahmen	12
3.1	Studie der r2b energy consulting GmbH für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)	12
3.1.1	Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten	12
3.1.2	Einschätzung	17
3.2	Studie von enervis energy advisors für den Verband kommunaler Unternehmen (VKU)	21
3.2.1	Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten	21
3.2.2	Einschätzung	26
3.3	Kurzanalyse des Öko-Instituts für die Umweltstiftung WWF Deutschland	28
3.3.1	Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten	28
3.3.2	Einschätzung	30
3.4	Kurzgutachten des Zentrums für Nachhaltige Energiesysteme (ZNES) der Universität Flensburg in Zusammenarbeit mit der Deutschen Umwelthilfe	32
3.4.1	Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten	32
3.4.2	Einschätzung	33

3.5	Aussagen von Prof. Claudia Kemfert vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) _____	34
3.6	Aussagen der Deutschen Energie-Agentur (dena) _____	35
3.7	Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ von Prognos/EWI/GWS im Auftrag der Bundesregierung _____	37
3.8	Aussagen weiterer Wissenschaftler _____	39
4	Fazit und Auswirkungen auf NRW _____	40
5	Literatur _____	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung der Merit Order im liberalisierten Strommarkt _____	9
Abbildung 2:	Entwicklung des Großhandelsstrompreises (Grundlast, in € ₂₀₁₁ /MWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie _____	14
Abbildung 3:	Entwicklung der Endverbraucherpreise für private Haushalte (in €-cent ₂₀₁₁ /kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie _____	15
Abbildung 4:	Entwicklung der Endverbraucherpreise für Gewerbekunden (in €-cent ₂₀₁₁ /kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie _____	16
Abbildung 5:	Entwicklung der Endverbraucherpreise für energieintensive Industrieunternehmen (in €-cent ₂₀₁₁ /kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie _____	17
Abbildung 6:	Entwicklung der in Betrieb befindlichen Kapazität deutscher Kernkraftwerke (in MW) in den beiden Szenarien der enervis-Studie sowie nach dem Energiekonzept vom Herbst 2010 _____	22
Abbildung 7:	Entwicklung der Kraftwerksneubauten nach Brennstoffart (in MW) in den beiden Szenarien der enervis-Studie _____	23
Abbildung 8:	Entwicklung der Preisdifferenz des Großhandelsstroms (Grundlast, in €/MWh) zwischen den beiden Szenarien der enervis-Studie _____	25
Abbildung 9:	Entwicklung der Endverbraucherpreise (in €-cent ₂₀₀₉ /kWh) für verschiedene Kundengruppen in den vier Zielszenarien der Szenariogruppe A der Prognos/EWI/GWS-Studie _____	37
Abbildung 10:	Entwicklung der Großhandelspreise (in €/MWh) auf dem Spotmarkt (links) und auf den Terminmärkten für Grundlast (rechts) zwischen Anfang Februar 2011 und Mitte Mai 2011 _____	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über die Aussagen zu Strompreiseffekten in den besprochenen Studien bzw. von den zitierten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern _____	42
-------------------	--	----

1 Einleitung

Mit dem Atomunfall im japanischen Fukushima im März 2011 ist die Diskussion über das Für und Wider der Nutzung der Kernenergie für die Stromerzeugung in Europa und insbesondere in Deutschland wieder neu entbrannt. Die Bundesregierung hat entschieden, die sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke kurzfristig und zunächst befristet außer Betrieb zu nehmen und die Zeit dieses Moratoriums dazu zu nutzen, neu über die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke zu befinden. Zur Unterstützung der Entscheidung hat sie unter anderem auch eine Ethikkommission eingesetzt.

Die Frage nach den Konsequenzen verkürzter Laufzeiten der Kernkraftwerke auf die Strompreisentwicklung bildete bisher einen Schwerpunkt der öffentlichen Diskussion um einen möglichen beschleunigten Kernenergieausstieg.

Die vorliegende Studie im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW liefert zunächst in Kapitel 2 einen Überblick über wichtige grundsätzliche Zusammenhänge, die für eine Diskussion der Strompreiseffekte eines beschleunigten Ausstiegs zu berücksichtigen sind und stellt etwaige Preiswirkungen in den größeren Zusammenhang weiterer, ggf. auch positiver ökonomischer Wirkungen einer beschleunigten Energiewende.

In Kapitel 3 werden anschließend die bisher öffentlich verfügbaren Untersuchungen und wissenschaftlichen Stellungnahmen zu der Frage der zu erwartenden Strompreiseffekte einzeln vorgestellt und bewertet.

Das Fazit in Kapitel 4 fasst schließlich den aus den verschiedenen Studien und Stellungnahmen abgeleiteten aktuellen Wissensstand zur Untersuchungsfrage zusammen und geht kurz auf mögliche politische Maßnahmen zur Begrenzung der Strompreiseffekte sowie der damit potenziell verbundenen negativen Auswirkungen ein.

2 Einordnung der aktuellen Diskussion um die erwarteten Strompreiseffekte eines beschleunigten Kernenergieausstiegs

In der aktuellen Diskussion um einen möglichen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergienutzung spielt die Frage nach den dadurch zu erwartenden Effekten auf die Strompreise eine zentrale Rolle. In diesem Kapitel soll zunächst in Abschnitt 2.1 daran erinnert werden, dass die Entscheidung über einen Ausstieg nicht *alleine* davon abhängig gemacht werden sollte, ob und falls ja um wie viel die Strompreise dadurch steigen würden. In dem darauf folgenden Abschnitt 2.2 wird auf die Notwendigkeit einer ausreichend differenzierten Betrachtung hingewiesen, wenn mögliche zukünftige Strompreiseffekte seriös abgeschätzt werden sollen.

2.1 Strompreiseffekte nicht das einzige Kriterium zur Bewertung eines beschleunigten Kernenergieausstiegs

Die politische bzw. gesellschaftliche Diskussion über das Für und Wider eines (schnellen/schnelleren) Ausstiegs aus der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung sollte nicht alleine auf die Frage nach möglichen Strompreiserhöhungen reduziert werden. Dies würde verkennen, dass mit einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung auch eine Reihe von positiven Effekten und Chancen verbunden sind. Auch wenn die fokussierte Sichtweise auf die Strompreise aus Sicht der verschiedenen Verbrauchergruppen verständlich ist, ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine entsprechende Beschränkung der Diskussion unzureichend.

- Offensichtlich – aber durch die Diskussion um die Kosten zum Teil an den Rand gedrängt – ist die Tatsache, dass ein Kernenergieausstieg die Gefahr eines großflächigen, folgenschweren Austretens radioaktiver Substanzen aus deutschen Kernkraftwerken¹ infolge von Unfällen, terroristischen bzw. kriegerischen Angriffen oder Sabotageakten sehr deutlich verringert. Ein beschleunigter Ausstieg würde zudem die Menge des radioaktiven Abfalls verringern sowie einen seit Jahrzehnten währenden Konflikt innerhalb der deutschen Gesellschaft befrieden.
- Strukturelle und ökonomische Effekte ergeben sich aus der Umsetzung von Ersatzmaßnahmen in Abhängigkeit der neuen Energieversorgungsstruktur. Dabei erscheint es plausibel, dass ein frühzeitiger Kernenergieausstieg den Ausbau der erneuerbaren Energien und der dafür benötigten Infrastrukturelemente (Netz- und Speicherausbau) beschleunigen würde, da (1) der Druck zur zeitnahen Bereitstellung eines möglichst klimafreundlichen Ersatzes der Kernkraftwerkskapazitäten steigen würde und (2) die mittel- bis langfristige Investitionssicherheit für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien durch den Wegfall eines signifikanten Anteils der derzeitigen Erzeugungskapazität steigen würde.² In ähnlicher Weise könnte ein frühzeitiger Ausstieg dazu

¹ Die Verringerung der Gefahren bezieht sich in diesem Fall zunächst einmal nur auf diejenigen Gefahren, die von deutschen Kernkraftwerken ausgehen. Grundsätzliche Gefahren aus dem Betrieb von Kernkraftwerken im benachbarten Ausland (insbesondere grenznahe Standorte) bleiben natürlich bestehen. Allerdings würde von einer solchen Entscheidung in erheblichem Umfang eine Signalwirkung ausgehen, die zumindest indirekt oder zeitversetzt auch Impulse für eine Verringerung der Gefahren durch ausländische Kernkraftwerke geben könnte.

² Die ursprünglich geplante Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke würde bei einem weiteren dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien immer häufiger zu der Notwendigkeit der vorübergehenden Abschaltung entweder der erneuerbaren oder der nuklearen Kraftwerkskapazitäten führen. Aus diesem Grund ist mit Laufzeitverlängerungen die Sorge der (potenziellen) Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer

führen, dass verstärkt politische Maßnahmen zur Erschließung der bestehenden Stromeffizienzpotenziale angestoßen werden. Zu erwarten ist aber auch, dass die in einem ambitionierten Ausstiegspfad (zumindest zeitweise) höheren Strompreise auch unabhängig von ggf. zusätzlichen Politikmaßnahmen zu einer stärkeren Umsetzung von Stromeffizienzmaßnahmen führen, da diese aus Sicht der Verbraucher an Attraktivität gewinnen.

- Die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbare Energien und die Umsetzung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz würden zwar zunächst zu einem höheren Investitionsbedarf führen, beide Schritte sind aus Sicht langfristiger Klimaschutzziele (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis -95 % bis 2050 gegenüber 1990) aber im Laufe der nächsten Jahrzehnte ohnehin nötig. Eine Beschleunigung (und um die ginge es bei einem schnellen Ausstiegspfad) würde klimapolitisch notwendige Investitionen im Wesentlichen also nur vorverlegen, was wiederum potenziell den Vorteil hätte, dass Deutschland in beiden Technologiebereichen (Nutzung erneuerbarer Energien und Verbesserung der Energieeffizienz) gegenüber dem Ausland einen „first-mover“-Vorteil erlangen bzw. erhalten könnte und in der Folge auch durch den Export der dazu benötigten Technologien profitieren würde. Insbesondere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind davon abgesehen in der Regel ohnehin bei ausreichend langem Zeithorizont rentabel.

Für die politische Bewertung von Ausstiegsfahrplänen ist es wichtig, diese vielfältigen Nutzen, die sich zum Teil einer genauen Quantifizierung entschließen, den erwarteten Kosten eines frühzeitigen Kernenergieausstiegs – zu denen insbesondere ein erwarteter Anstieg der Strompreise gehört³ – gegenüber zu stellen. Anders ausgedrückt: Wenn in der aktuellen politischen Diskussion ausschließlich die Kosten des Kernenergieausstiegs diskutiert werden, so ist „über das Vorzeichen [der volkswirtschaftlichen Wirkungen des Ausstiegs] schon entschieden, bevor auch nur begonnen wurde, den Sachverhalt zu klären“ (Luhmann 2011).

2.2 Differenzierte Betrachtung bei der Abschätzung der Strompreiseffekte notwendig

In den vergangenen Wochen hat insbesondere die über die Medien geführte Diskussion um erwartete Strompreiseffekte eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergienutzung aufgezeigt, dass viele Aussagen zu dem Thema entweder undifferenziert getroffen oder aber undifferenziert wiedergegeben worden sind (oder beides). Häufig wird bei entsprechenden Aussagen nicht sauber unterschieden zwischen den Strompreiseffekten, die sich tatsächlich als Folge (nur) eines frühen Ausstiegs ergeben würden und solchen Strompreiseffekten, die sich aus anderen Gründen ohnehin einstellen würden. Zudem werden teilweise grundsätzliche Zusammenhänge der Strompreisbildung genauso wenig angemessen berücksichtigt wie

Energien verbunden, dass der bisherige rechtliche Rahmen (garantierte Einspeisevergütung bei prioritärem Netzzugang) signifikant verändert werden könnte (vgl. Hohmeyer 2010).

³ Die möglichen Kosten eines beschleunigten Kernenergieausstiegs sind ggf. nicht auf höhere Strompreise begrenzt. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht können sich Kosten auch in verringerten Gewinnen der Stromerzeuger und ebenso in entgangenen Steuereinnahmen des Staates (sowie ggf. höheren Staatsausgaben, z. B. durch zusätzliche direkte Förderung erneuerbarer Energien) widerspiegeln, wobei dann sowohl bei den Gewinnen der Stromerzeuger als auch bei den Effekten auf den Staatshaushalt die Nettoeffekte berücksichtigt werden müssen. So können beispielsweise verringerte Einnahmen bei der Brennelemente-Steuer durch höhere Steuereinnahmen infolge zusätzlicher Investitionen in Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (teilweise) kompensiert werden.

die Tatsache, dass im Zeitverlauf unterschiedliche Preiseffekte zu erwarten sind. Auf diese grundsätzlichen Zusammenhänge wird in den folgenden vier Unterabschnitten eingegangen.

2.2.1 Auf beschleunigten Ausstieg zurückzuführende Strompreiseffekte unterscheiden von anderweitig verursachten Effekten

Bei der Analyse unterschiedlicher Studien, Berechnungen und Aussagen zu den erwarteten Strompreiseffekten eines frühzeitigen Kernenergieausstiegs zeigt sich (siehe Kapitel 3), dass häufig zwar von zukünftigen Änderungen des Strompreises bei einem beschleunigten Ausstieg die Rede ist, dass diese Änderungen in der Regel aber nicht eindeutig unterschiedlichen Ursachen zugewiesen werden (können). Nur weil ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung beispielsweise für das Jahr 2020 unterstellt wird, heißt das nicht, dass ein bis zu diesem Jahr erwarteter Strompreisanstieg (vollständig) auf diesen Ausstieg zurückzuführen ist. Vielmehr würden sich typische kostensteigernde Effekte wie der Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit einhergehende zusätzliche Investitionsbedarf in die Stromnetze sowie voraussichtlich auch ein Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise auch dann ergeben, wenn statt des Ausstiegs an der im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke festgehalten werden würde.

Deutschland hat – unabhängig von einem möglichen beschleunigten Kernenergieausstieg – das selbst formulierte Ziele sowie innerhalb der Europäischen Union auch die Verpflichtung, den Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung deutlich zu erhöhen. Aus diesem Grund sollten jegliche preissteigernde Wirkungen auf den Strompreis, die von einem diesen Zielen entsprechenden Ausbau der erneuerbaren Energien ausgehen, nicht einem beschleunigten Kernenergieausstieg zugerechnet werden. Nur insofern angenommen wird, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien *aufgrund* des Ausstiegs forciert wird, ist eine entsprechende anteilige Zuordnung der Ausbaukosten der erneuerbaren Energien legitim. Ähnlich ist es bei den CO₂-Zertifikatspreisen im europäischen Emissionshandel: Es wird allgemein erwartet, dass sich diese Preise in den kommenden Jahren infolge der sich verschärfenden Emissionsobergrenze erhöhen werden. Nur insofern sich aufgrund der mit der Stilllegung der deutschen Kernkraftwerke einhergehenden zusätzlichen Knappheit auf dem europäischen Emissionsmarkt ein *zusätzlicher* Preisanstieg ergibt, sollte dieser dem Kernenergieausstieg auch tatsächlich zugerechnet werden.

Aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge ist eine eindeutige Zuordnung einer bestimmten Strompreiserhöhung als kausale Folge eines frühzeitigen Kernenergieausstiegs nur bei einer entsprechend differenzierten Modellierung möglich. Dabei müssen (mindestens) zwei Szenarien berechnet werden, in denen alle anderen Randbedingungen gleich gehalten werden („ceteris paribus“-Bedingung) und nur die Laufzeiten der Kernkraftwerke variiert werden. Uns sind gegenwärtig nur zwei solche modellbasierten Berechnungen bekannt (r2b 2011a/2011b und enervis 2011, siehe Abschnitte 3.1 und 3.2), die ausschließlich Aussagen zu den Folgen eines frühzeitigen Kernenergieausstiegs ableiten, ohne dass diese mit den Effekten anderer energiepolitischer Entscheidungen vermischt werden.

Insbesondere in zahlreichen Presseartikeln der letzten Wochen wurden immer wieder zukünftig erwartete Strompreiseffekte, die eine Vielzahl von Ursachen haben, alleine mit dem möglichen beschleunigten Kernenergieausstieg in Verbindung gebracht. Es sollte daher Ziel der Wissenschaft sein, möglichst klar zu kommunizieren, welche Referenz für berechnete Strompreisänderungen herangezogen werden: Werden heutige Preise mit zukünftigen Preisen verglichen und sind insofern alle strompreisändernden Effekte gemeinsam betrachtet

worden oder werden die Strompreise für ein bestimmtes Jahr in der Zukunft für zwei Szenarien verglichen, in denen in dem einen Szenario ein frühzeitiger Ausstieg erfolgt und in dem anderen nicht.⁴

2.2.2 Zusammenhänge der Preisbildung auf dem Strommarkt berücksichtigen

Eine seriöse Abschätzung der zukünftigen Strompreisentwicklung erfordert außerdem das Verständnis und die angemessene Berücksichtigung der Zusammenhänge auf dem Strommarkt. Während in den Zeiten der Gebietsmonopole in der Stromwirtschaft die (regulierten und nach Kundengruppen differenzierten) Preise vor allem aus den realen Kosten der Stromerzeugung zuzüglich eines Gewinnaufschlages ermittelt wurden, hat sich mit der Liberalisierung der Strommärkte der Preisbildungsmechanismus für die Großhandels- und Endverbrauchsmärkte grundlegend geändert.

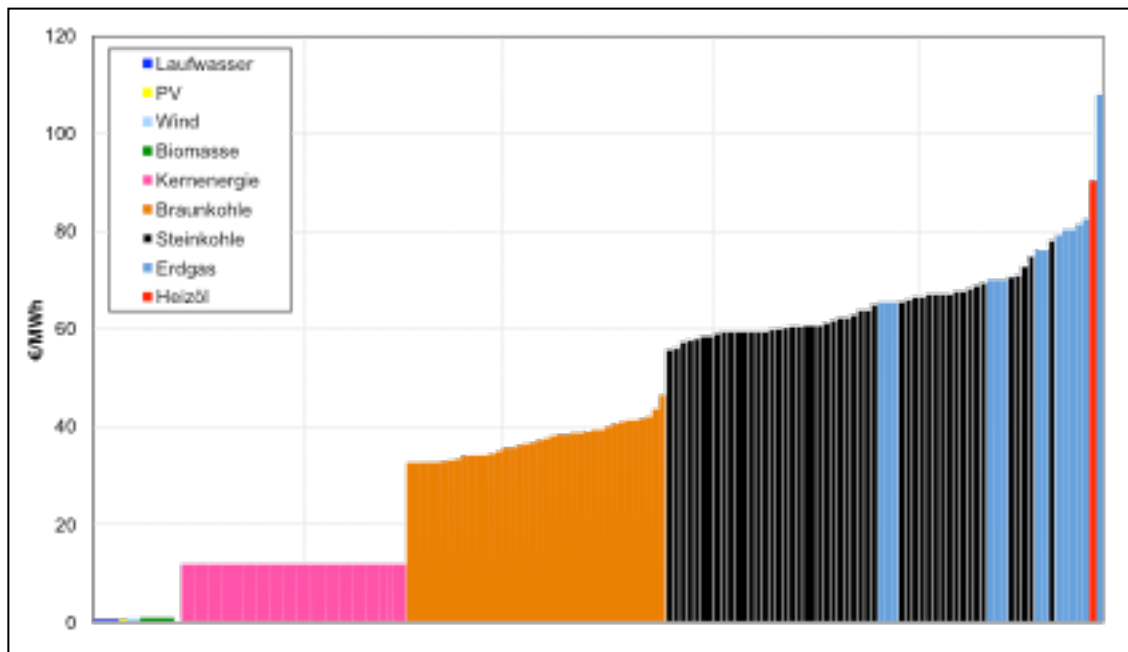
Die Preisbildung auf den Großhandelsmärkten vollzieht sich derzeit in wettbewerblich strukturierten Strommärkten, wie dem in Kontinentaleuropa, theoretisch (und auch empirisch belegbar) auf Grundlage der Abruf-Rangfolge der Kraftwerke (d. h. der einzelnen Kraftwerksblöcke), der sogenannten „Merit Order“.⁵ Die Merit Order der Kraftwerksblöcke ergibt sich auf Grundlage ihrer jeweiligen variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten), die sich wiederum im Wesentlichen aus den Brennstoffkosten sowie den ggf. notwendigen CO₂-Emissionsberechtigungen ergeben. (Öko-Institut 2011b)

Die folgende Abbildung 1 zeigt eine solche Merit Order für Deutschland (die hinsichtlich der jeweiligen Kostenniveaus auch die Situation auf dem kontinentaleuropäischen Markt beschreibt) in einer schematischen Darstellung. Ganz links stehen an erster Stelle solche Kraftwerke, die ohnehin und in der Regel unabhängig vom Großhandelspreis betrieben werden. Hierzu zählen Wind- und Fotovoltaikanlagen, die Betriebskosten von (nahe) Null haben, wie auch wärmegeführte Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung. In der Einsatzreihenfolge folgen dann Kernkraftwerke, die besonders niedrige Betriebskosten (in der Größenordnung um 10 €/MWh) aufweisen. Das nächst höhere Betriebskostenniveau (vor allem aus Brennstoff- und CO₂-Kosten) im Bereich der Anlagen mit niedrigen variablen Kosten ergibt sich dann für moderne Braunkohle-Kraftwerke mit relativ hohen Wirkungsgraden (ca. 30 €/MWh). Im Bereich der Kraftwerke mit mittleren Grenzkosten (40 bis 70 €/MWh) sind vor allem Steinkohlenkraftwerke, Gaskraftwerke mit hohen Wirkungsgraden (GuD-Kraftwerke) und ggf. alte Braunkohlenkraftwerke mit sehr niedrigen Wirkungsgraden relevant. Nur in Spitzenzeiten werden schließlich Kraftwerke mit (sehr) hohen Grenzkosten (größer 70 €/MWh) eingesetzt. Dabei handelt es sich um Gasturbinen, Heizöl-Kraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke. (Öko-Institut 2011b)

⁴ Wichtig ist dabei natürlich auch die Frage, bis wann genau und in welcher Folge ein frühzeitige Ausstieg angenommen wird und welche Annahmen demgegenüber zu den Laufzeiten der Kernkraftwerke in dem Fall „Laufzeitverlängerung“ getroffen werden.

⁵ Engpässen bei den Übertragungsnetzen, insbesondere bei den grenzüberschreitenden Kuppelstellen, können einen Engpass darstellen und setzen insofern dem mitteleuropäischen Stromhandel bestimmte Grenzen.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Merit Order im liberalisierten Strommarkt



Quelle: Öko-Institut (2009).

Der Einsatz der Kraftwerkskapazitäten nach der Merit Order bedeutet, dass ein Kraftwerk am Markt nur dann bestehen kann, wenn es mindestens die kurzfristigen Betriebskosten, d. h. vor allem die Brennstoffkosten sowie die (Opportunitäts-) Kosten für die notwendigen CO₂-Emissionsberechtigungen decken kann. Während das Grenzkraftwerk also nur seine kurzfristigen Betriebskosten decken kann und den Marktpreis bestimmt, entstehen für alle anderen Kraftwerke aus der Differenz zwischen Marktpreis und jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten Deckungsbeiträge, die zur Deckung der fixen Kapitalkosten sowie zur Deckung anderer Betriebskosten verfügbar sind bzw. als Gewinne anfallen.

Abbildung 1 verdeutlicht auch, dass sich der Strompreis auf den Großhandelsmärkten nicht direkt an den Grenzkosten der Kernkraftwerke orientiert, da diese weit links in der Merit Order stehen. Der Preis hängt vielmehr vor allem von den im Mittellastbereich zum Einsatz kommenden Kraftwerkstypen ab. Eine einfache Gleichsetzung von Änderungen der (durchschnittlichen) Kosten der Stromerzeugung, die sich beispielsweise als Folge der Stilllegung von Kernkraftwerken ergeben, mit Änderungen der Strompreise im Großhandel oder gar für die einzelnen Verbrauchergruppen ist daher unzulässig. Für die Auswirkungen auf den Strompreis ist nicht die Differenz der Grenzkosten zwischen einem Kernkraftwerk und einem Ersatzkraftwerk entscheidend, sondern die Differenz der Grenzkosten zwischen den bisher bzw. im Szenario ohne beschleunigten Kernenergieausstieg überwiegend als Grenzkraftwerke zum Einsatz kommenden Kraftwerken sowie den Kraftwerken, die im Szenario mit beschleunigtem Ausstieg als Grenzkraftwerke eingesetzt werden.⁶ Kurzfristig gilt dabei die Annahme, dass Letztere – da weiter rechts in der Merit Order – teurer sind und damit die Strompreise steigen. Auf längere Sicht wird sich diese Situation insbesondere durch die höhere Auslastung z. B. von Mittellastkraftwerken, den Zubau erneuerbarer Stromerzeugung, verstärkte Stromeinsparmaßnahmen und weitere Kraftwerksneubauten wieder verändern.

⁶ Die bereits in Bau befindlichen neuen Kohlekraftwerke, moderne hocheffiziente Gaskraftwerke sowie ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien können im Zeitverlauf die Grenzkosten des preisbestimmenden Kraftwerks wieder senken.

2.2.3 Zwischen Strompreiseffekten auf Großhandelsebene und Endverbraucherebene unterscheiden

Gleichzeitig ist es wichtig festzuhalten, dass sich beobachtete oder auch erwartete Preisänderungen auf den im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Großhandelsmärkten nicht eins zu eins in Preisänderungen für die Endverbraucher übertragen lassen. Die Preise für Endverbraucher ergeben sich aus den Beschaffungskosten für Strom (die sich in erster Linie auf den Großhandelsmärkten bilden), den Kosten für die Nutzung der Netze sowie den bei den verschiedenen Kundengruppen durchsetzbaren Kosten für Vertrieb bzw. die Gewinnmargen der Stromhändler. Hinzu kommen dann noch Umlagen sowie Steuern und Abgaben. (Öko-Institut 2009)

Eine bestimmte Änderung der Großhandelspreise wirkt sich aufgrund der weiteren Komponenten in den Endkundenpreisen auf diese nur gedämpft aus. D. h. ein Anstieg der Preise auf dem Großhandelsmarkt um einen bestimmten Prozentsatz würde (*ceteris paribus*) die Preise für die Endverbraucher um einen geringeren Prozentsatz ansteigen lassen.⁷ Zudem werden Preisänderungen auf dem Großhandelsmarkt „verspätet“ an die Endkunden weitergereicht, weil die Endversorger ihre Strommengen für die Versorgung von Endkunden im Großhandel bis zu einige Jahre im Voraus erwerben und daher von kurzfristigen Preisänderungen erst verzögert betroffen sind.

Der Zusammenhang zwischen Großhandelspreisen und Endkundenpreisen wird dadurch verkompliziert, dass die einzelnen Kostenkomponenten der Endkundenpreise zum Teil nicht unabhängig voneinander sind: So besteht ein negativer Zusammenhang zwischen der EEG-Umlage, also der auf die Endverbraucher umgelegten Förderkosten der erneuerbaren Energien, und den Großhandelspreisen: Bei steigenden Großhandelspreisen sinkt beispielsweise *ceteris paribus* die EEG-Umlage gegenüber einer Entwicklung mit konstanten Großhandelspreisen. Der Grund liegt darin, dass sich die EEG-Umlage als Differenz zwischen den Förderkosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien (d. h. der Summe der Einspeisevergütungen nach dem EEG abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte) und den jeweils am Großhandelsmarkt erzielten Erlösen für den Verkauf der aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge ergibt.

Insofern ist es für die allgemeine Öffentlichkeit irreführend, wenn von erwarteten relativen Strompreisanstiegen die Rede ist, die sich aber nur auf den Großhandelsmarkt beziehen (siehe z. B. BDI 2011, BDEW 2011). Schließlich wird der Anstieg für die Endkunden (prozentual) niedriger ausfallen.

2.2.4 Bei Strompreiseffekten zwischen Kurz-, Mittel- und Langfristperspektive unterscheiden

Bei Aussagen zu Strompreiseffekten einer bestimmten energiepolitischen Maßnahme (wie beispielsweise einem beschleunigten Kernenergieausstieg) ist zu beachten, dass der Strommarkt ein dynamisches System darstellt und insofern davon ausgegangen werden kann, dass ein ausgelöster Preiseffekt im Zeitverlauf nicht konstant bleiben wird. Wie in jedem anderen Markt auch lösen Änderungen der Rahmenbedingungen Preis- und Mengen-

⁷ Näherungsweise kann davon ausgegangen werden, dass sich eine Strompreisänderung auf den Großhandelsmärkten um 10 % bei den Endverbrauchspreisen für private Haushalte in einer Veränderung von etwa 2,5 % und für die Gruppe stromintensiver Unternehmen in einer Veränderung von rund 5 % niederschlägt (Öko-Institut 2011a).

reaktionen aus, die Anreize für neue oder geänderte (Investitions-) Entscheidungen setzen. Werden diese neuen Entscheidungen im Zeitverlauf umgesetzt, hat dies wiederum Effekte auf den Marktpreis.

In Bezug auf den diskutierten beschleunigten Kernenergieausstieg können grob die folgenden Zeithorizonte unterschieden werden (Öko-Institut 2011a):

- Sehr kurzfristig entsteht durch eine schnelle Stilllegung großer Kraftwerkskapazitäten eine Veränderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Zur Deckung der Nachfrage werden dabei mit hoher Wahrscheinlichkeit Kraftwerke mit höheren Grenzkosten herangezogen. Damit einher ginge ein Anstieg der Großhandelspreise für Strom. Wie hoch dieser Anstieg ausfällt, ist stark von der Art und den technischen Parametern der jeweils zusätzlich eingesetzten Kraftwerke sowie von den Brennstoff- und CO₂-Preisen abhängig.
- Mittel und längerfristig führen die für den kurzfristigen Zeithorizont beschriebenen Strompreiseffekte jedoch zu Investitionen (Neuinvestitionen oder Ertüchtigungen) oder im Zuge der Abschaltungen wird auf andere Kapazitätsoptionen, wie beispielsweise erneuerbare Energien oder Lastmanagement, gesetzt. Dies senkt wiederum den Großhandelspreis für Strom.

Insofern sollten Aussagen über erwartete zukünftige Strompreisänderungen immer deutlich machen, auf welchen Zeitpunkt oder Zeitraum sie sich berufen. Im Idealfall sollten sie auch Aussagen zur erwarteten intertemporalen *Entwicklung* der Preisänderung machen. Vorliegende Untersuchungen unterstützen die theoretischen Überlegungen eines kurzfristig (Monate bis wenige Jahre) stärkeren Preiseffekts eines Kernenergieausstiegs gegenüber dem mittel- bis langfristig (mehrere Jahre bis Jahrzehnte) zu erwartenden Preiseffekts. Längerfristig sind möglicherweise sogar niedrigere Strompreise infolge eines schnelleren Kernenergieausstiegs denkbar (vgl. Abschnitt 3.7). Daraus folgt, dass Untersuchungen, die nur die Strompreiseffekte bis zum angenommenen Kernenergieausstieg (bzw. bis knapp darüber hinaus) untersuchen, die tatsächlichen Effekte nur verkürzt und tendenziell überhöht darstellen.

3 Zusammenfassung und Bewertung der Aussagen zu Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs in aktuellen Studien und Stellungnahmen

Im Folgenden werden aktuelle veröffentlichte Studien sowie einzelne Stellungnahmen zu den Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs jeweils kurz in Bezug auf ihre für die Fragestellung relevanten Aussagen analysiert und in Kapitel 4 verglichen. Die nähere Analyse zeigt, dass es zwar einige Aussagen bzw. Grobabschätzungen zur derzeit stark diskutierten Frage der Strompreiseffekte des beschleunigten Ausstiegs gibt, dass darunter aber nur ganz wenige differenziertere Studien sind, die den in Kapitel 2 abgeleiteten Mindestanforderungen ein eine fundierte Untersuchung der Strompreiseffekte erfüllen. Die Mehrzahl der vorhandenen Stellungnahmen muss sich diesbezüglich auf meist relativ pauschale Plausibilitätsüberlegungen z. B. zu den Änderungen der Stromerzeugungskosten beschränken.

3.1 Studie der r2b energy consulting GmbH für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)

Titel:	Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017
Veröffentlicht:	April 2011
Erstellt durch:	r2b energy consulting GmbH
Auftraggeber:	Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)

3.1.1 Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten

Das Beratungsunternehmen r2b energy consulting untersucht in seiner im April 2011 veröffentlichten Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) die energiewirtschaftlichen Effekte eines beschleunigten, d. h. bis Ende des Jahres 2017 abgeschlossenen Kernenergieausstiegs. Hierzu werden zwei verschiedene Szenarien erstellt und miteinander verglichen:

Das Szenario „Energiekonzept“, das Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke gemäß dem im Herbst 2010 vorgelegten Energiekonzept der Bundesregierung vorsieht und das Szenario „Ausstieg 2017“, das annimmt, dass die seit Beginn des dreimonatigen Moratoriums abgeschalteten Kernkraftwerke nicht wieder ans Netz gehen werden und dass die restlichen neun deutschen Kernkraftwerke Ende 2017 abgeschaltet werden. Weitere zentrale Annahmen, die in beiden Szenarien identisch sind:

- Der Stromverbrauch in Deutschland wird, abweichend vom Energiekonzept der Bundesregierung, als nahezu konstant angenommen: Gegenüber 2010 liegt der Bruttostromverbrauch in 2020 um rund 2 % höher.
- Im Jahr 2020 decken die verschiedenen Arten der erneuerbaren Energien zusammen 35 % des Bruttostromverbrauchs.

- Während der Erdgaspreis zwischen 2012 und 2020 als konstant angenommen wird, werden im gleichen Zeitraum sinkende Weltmarktpreise für Steinkohle (- 23 %) und für Erdöl (- 13 %) unterstellt.
- Für die Netzausbaukosten werden entsprechende Angaben aus den beiden dena-Netzstudien übernommen (dena 2005, 2010)

Neben den Änderungen des deutschen Kraftwerksparks in Bezug auf Stromerzeugung, Kapazität, durchschnittliche Auslastung und CO₂-Emissionen sowie den Änderungen beim Stromaustausch mit dem europäischen Ausland werden in der Studie auch die Strompreise – differenziert nach Großhandelspreisen und Preisen für verschiedene Gruppen von Endkunden – für den Zeitraum 2012 bis 2020 modelliert. Zum Einsatz kommt dabei ein von r2b energy consulting entwickeltes Modell des europäischen Strommarktes. Dieses Modell minimiert die Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa unter Berücksichtigung technischer Restriktionen sowie der stündlichen Lastdeckung. Hierzu werden die Investitionskosten und variablen Kosten der verschiedenen Kraftwerkstypen sowie vorgegebene politischen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Aktuelle Kraftwerksneubauten, die aufgrund ihres Projektfortschritts als sicher in Betrieb gehend angenommen werden, werden dabei berücksichtigt.

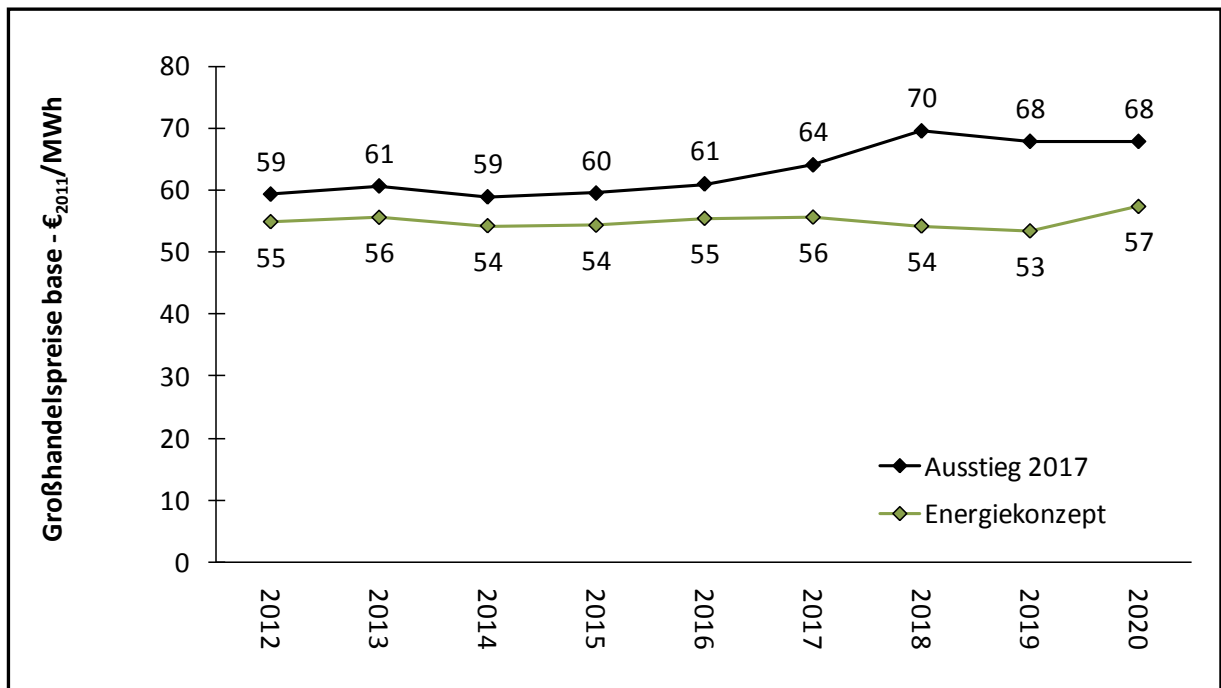
Im Szenario „Ausstieg 2017“ wird die gegenüber dem Szenario „Energiekonzept“ wegfallende Stromerzeugung aus Kernkraftwerken durch vermehrte fossile Stromerzeugung in Deutschland, durch vermehrte Stromimporte sowie durch verminderte Stromexporte ersetzt. Kurzfristig werden vor allem ältere Erdgas- und Steinkohlekraftwerke länger in Betrieb gehalten. Gegen Ende des Jahrzehnts gehen dann im Szenario „Ausstieg 2017“ zusätzlich neue moderne Gaskraftwerke sowie Braunkohlekraftwerke ans Netz. Die durchschnittliche Auslastung der Steinkohlekraftwerke und insbesondere der Gaskraftwerke erhöht sich deutlich. Aufgrund der erhöhten fossilen Stromerzeugung erhöhen sich auch die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors und als Konsequenz auch die CO₂-Zertifikatspreise.⁸

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise wiedergegeben:

Zwischen 2012 und 2016 liegt der Großhandelspreis für Strom den Berechnungen zufolge im Szenario „Ausstieg 2017“ infolge der dauerhaften Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 um 4 bis 6 €/2011/MWh (bzw. um rund 10 %) höher als im Referenzszenario „Energiekonzept“ (s. Abbildung 2). Die Abschaltung der restlichen neun deutschen Kernkraftwerke Ende 2017 führt dann zu einer weiteren Erhöhung der Preisdifferenz. Diese Differenz ist im Jahr 2018 am höchsten und beträgt dann 16 €/2011/MWh. Damit liegt der Großhandelspreis für Strom bei dem unterstellten beschleunigten Ausstieg im Jahr 2018 um 30 % höher als der entsprechende Preis in dem am Energiekonzept vom Herbst 2011 orientierten Szenario. Bis 2020 nimmt die Preisdifferenz zwischen beiden Szenarien wieder ab, was damit zusammenhängt, dass nun auch im Szenario „Energiekonzept“ die ersten Kernkraftwerke stillgelegt werden. Ende des Jahrzehnts liegt der Preis im Szenario „Ausstieg 2017“ noch um 11 €/2011/MWh bzw. um 19 % höher als im Referenzszenario.

⁸ Es wird in der Studie davon ausgegangen, dass das bestehende EU-Klimazielen einer 20-prozentigen Reduktion der Treibhausgase bis 2020 (gegenüber 1990) unverändert bleibt. Durch den höheren CO₂-Ausstoß in der deutschen Stromwirtschaft wächst die Nachfrage nach den Zertifikaten, der Preis steigt und in anderen Sektoren sowie in anderen Ländern werden in der Folge in entsprechendem Umfang weniger Treibhausgase emittiert als in dem Fall ohne beschleunigten Kernenergieausstieg in Deutschland.

Abbildung 2: Entwicklung des Großhandelsstrompreises (Grundlast, in €₂₀₁₁/MWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie



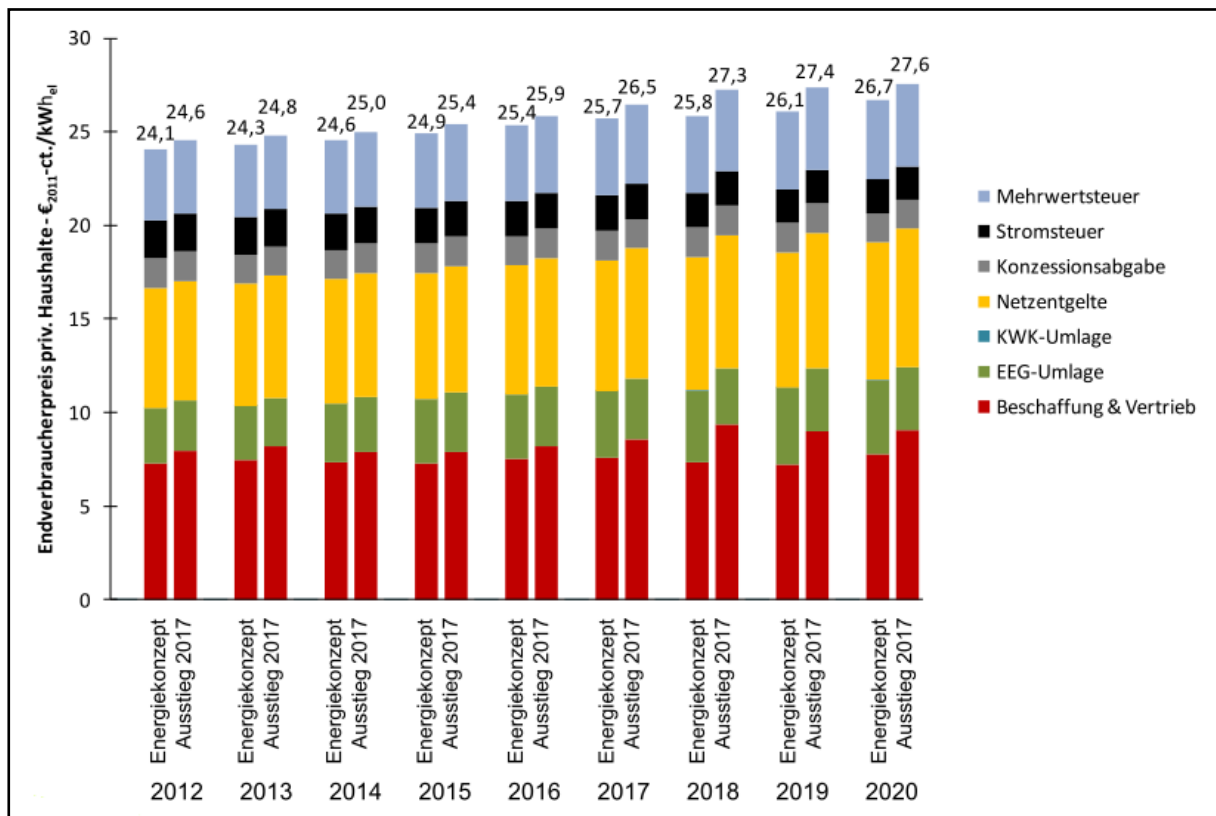
Quelle: r2b (2011b).

Als Auswirkung der veränderten Großhandelspreise steigen die Endverbraucherpreise für private Haushalte (s. Abbildung 3) in beiden Szenarien bis 2020 an.

- Bereits im (Referenz-)Szenario „Energiekonzept“ rechnet die Studie mit um 14 % steigenden Endverbraucherpreisen, von 2010 durchschnittlich 23,4 €-cent₂₀₁₁/kWh auf 26,7 €-cent₂₀₁₁/kWh im Jahr 2020. Dieser Anstieg ist der Studie zufolge im Wesentlichen auf eine steigende EEG-Umlage sowie auf zusätzliche, durch Ausbau der erneuerbaren Energien bedingte, Netzausbaukosten zurückzuführen.
- Infolge der höheren Beschaffungskosten in Form der höheren Großhandelspreise steigt der durchschnittliche Strompreis für private Haushalte im Szenario „Ausstieg 2017“ stärker an. Gegenüber dem Preis in 2010 kommt es zu einem Anstieg um 18 %. **Im Jahr 2020 liegt der Strompreis bei einem schnellen Ausstieg damit um rund 0,9 €-cent₂₀₁₁/kWh bzw. um 3 bis 4 % über dem Preis, der sich im Referenzfall (späterer Ausstieg gemäß Energiekonzept) ergibt.**⁹ Nur zwischenzeitlich kommt es in den Jahren 2018 und 2019 zu einer höheren Differenz von 1,5 bzw. 1,3 €-cent₂₀₁₁/kWh.

⁹ Die Preisdifferenz zwischen beiden Szenarien beim Endverbraucherpreis für Haushalte ist deutlich geringer als die Preisdifferenz zwischen den Szenarien beim Großhandelspreis. Dies begründet sich durch die weiteren Komponenten, aus denen sich der Endkundenpreis zusammensetzt (z. B. Netzentgelte, Konzessionsabgabe). Die EEG-Umlage sinkt sogar im Szenario „Ausstieg 2017“, da umgelegten Förderkosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien mit der Entwicklung der Großhandelspreise zusammenhängen: Mit steigenden Großhandelspreisen fallen die Differenzkosten zwischen erneuerbar erzeugtem Strom und konventionellem Strom und die EEG-Umlage sinkt (sofern – wie in der Studie angenommen – bei steigenden Großhandelspreisen kein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt).

Abbildung 3: Entwicklung der Endverbraucherpreise für private Haushalte (in €-cent₂₀₁₁/kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie



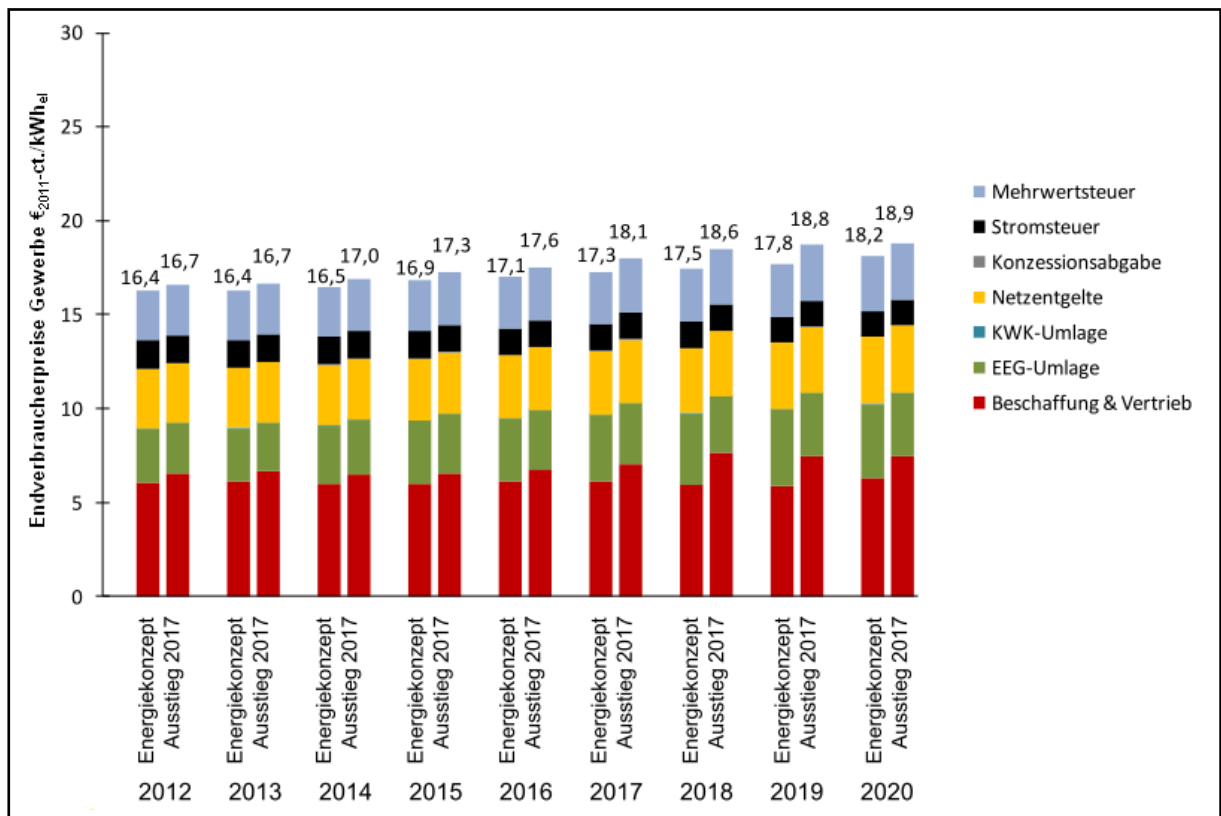
Quelle: r2b (2011b).

Für einen Gewerbe- oder Industriebetrieb mit einem jährlichen Stromverbrauch von 2 GWh wird im Referenzszenario „Energiekonzept“ ein Strompreisanstieg zwischen 2010 und 2020 von rund 21 % errechnet (s. Abbildung 4).¹⁰

Durch einen beschleunigten Ausstieg kommt es bis zum Jahr 2020 zu einer weiteren Erhöhung um 5 %-Punkte. Die Preisdifferenz zwischen den beiden Szenarien beträgt im Jahr 2020 0,7 €-cent₂₀₁₁/kWh, d. h. der Strompreis liegt dann im Szenario „Ausstieg 2017“ um 4 % höher als im Szenario „Energiekonzept“. Wie auch bei den Preisen für private Haushalte ist die Differenz bei den Strompreisen für Gewerbe vorübergehend (in den Jahren 2018 und 2019) mit rund 1 €-cent₂₀₁₁/kWh etwas höher.

¹⁰ Es wird davon ausgegangen, dass dieser Betrieb nicht privilegiert im Sinne des EEG § 41 ist.

Abbildung 4: Entwicklung der Endverbraucherpreise für Gewerbekunden (in €-cent₂₀₁₁/kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie



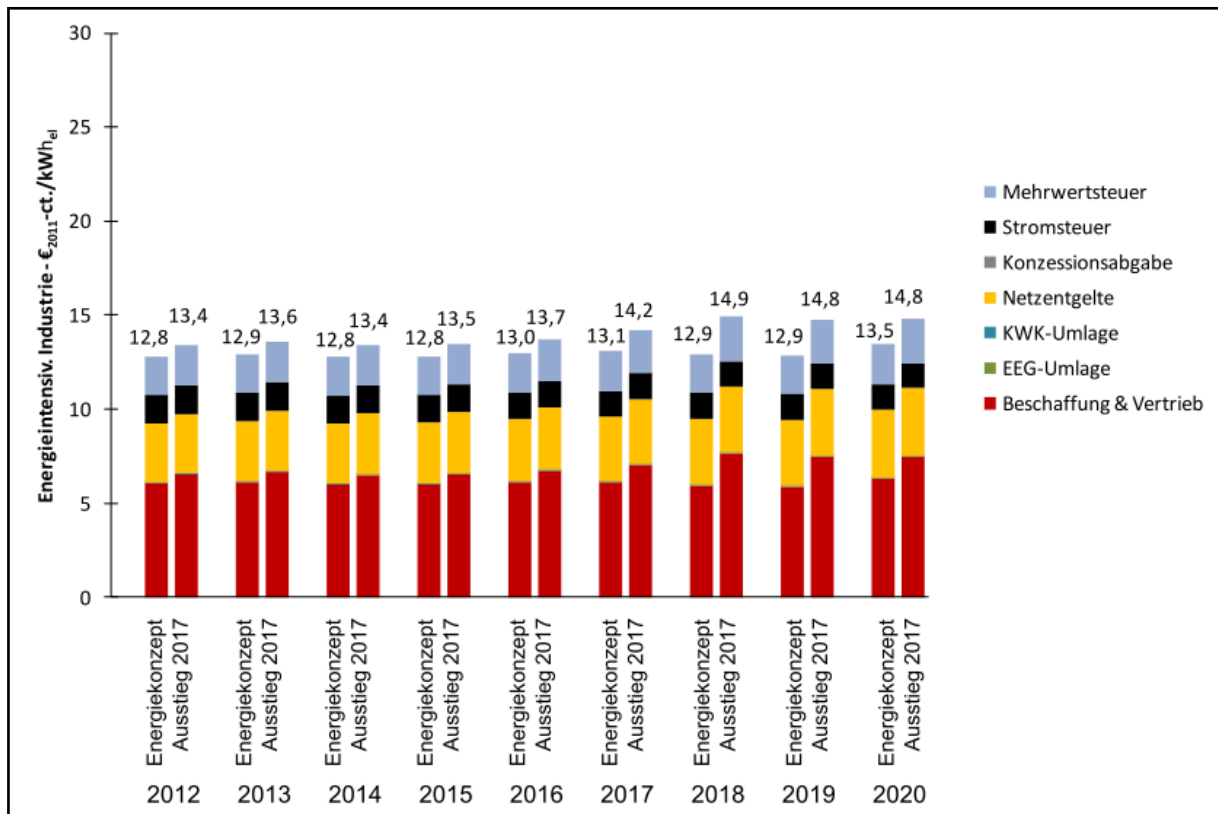
Quelle: r2b (2011b) mit Modifikation.

Schließlich werden in der Studie auch Berechnungen für die Entwicklung des Strompreises für energieintensive Industrien durchgeführt (s. Abbildung 5). Für diese Gruppe von Stromkunden werden die größten absoluten und insbesondere relativen Preisdifferenzen zwischen beiden Szenarien erwartet.

So wird im Referenzszenario „Energiekonzept“ zwischen 2010 und 2020 ein Preisanstieg um rund 13 % errechnet (von 12 auf 13,5 €-cent₂₀₁₁/kWh).

Im Szenario „Ausstieg 2017“ fällt der Anstieg mit 23 % (auf 14,8 €-cent₂₀₁₁/kWh) deutlich höher aus. Die Preisdifferenz zwischen beiden Szenarien beträgt im Jahr 2020 1,3 €-cent₂₀₁₁/kWh, d. h. der Preis im Szenario „Ausstieg 2017“ liegt dann um 9 bis 10 % über dem Preis im Szenario „Energiekonzept“. Die energieintensive Industrie ist demnach am stärksten von einem raschen Ausstieg aus der Kernenergienutzung betroffen. Der Grund hierfür liegt in der Befreiung dieser Unternehmen von der EEG-Umlage: Die energieintensive Industrie profitiert im Gegensatz zu den anderen Endverbrauchern nicht von einer verminderten EEG-Umlage infolge der steigenden Großhandelspreise.

Abbildung 5: Entwicklung der Endverbraucherpreise für energieintensive Industrieunternehmen (in €-cent₂₀₁₁/kWh) in den beiden Szenarien der r2b-Studie



Quelle: r2b (2011b).

3.1.2 Einschätzung

Die veröffentlichten Ergebnisse der Studie von r2b energy consulting im Auftrag des BDI (r2b 2011a, 2011b) sind im Wesentlichen nachvollziehbar, da die Methodik erläutert und die zentralen Grundannahmen für die Berechnungen offengelegt werden.¹¹ Die Studie unterscheidet klar zwischen einem (eindeutig definierten) beschleunigten Kernenergieausstieg und einem als Bezug genutzten (Referenz-)Szenario, das verlängerte Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke gemäß Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi/BMU 2010) vorsieht. Das verwendete Modell scheint wesentliche Zusammenhänge auf dem Strommarkt angemessen zu berücksichtigen, wie beispielsweise die Bestimmung des Großhandelspreises über die „Merit-Order“ oder den negativen Zusammenhang zwischen Großhandelspreisen und EEG-Differenzkosten (d. h. steigende Großhandelspreise führen unter sonst gleichen Bedingungen zu sinkenden EEG-Differenzkosten).

Dennoch lassen sich einige Kritikpunkte gegen die Berechnungen hervorbringen, die zusammengenommen zu der Schlussfolgerung führen, dass die Ergebnisse der r2b-Studie tendenziell eine Überschätzung des zu erwartenden Strompreisanstiegs im Fall eines schnellen Ausstiegs darstellen:

¹¹ Es wäre allerdings zumindest ein Verweis auf Literatur mit einer detaillierteren Beschreibung des verwendeten Modells wünschenswert gewesen. Eine solche Beschreibung findet sich in älteren Studien des Beratungsunternehmens (z. B. r2b/EEFA 2010).

- Für die Berechnung der Restlaufzeiten der Kernkraftwerke wurde eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 90 % angenommen. Dies entspricht rund 7.880 durchschnittlichen Jahresvolllaststunden. In den Jahren 2007 bis 2009 erreichten die deutschen Kernkraftwerke im Durchschnitt demgegenüber nur 7.240 Jahresvolllaststunden.¹² Es ist davon auszugehen, dass aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien bis 2020 der Regelbedarf deutscher Kernkraftwerke zunehmen wird und infolge dessen die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden gegenüber den letzten Jahren sogar eher noch sinken würden (vgl. hierzu auch Hohmeyer 2010).¹³ In den Szenarioberechnungen, die zur Unterstützung der Erstellung des Energiekonzepts in Auftrag gegebenen wurden (BMWi 2010), wurden für das Jahr 2020 durchschnittlich 7.300 Volllaststunden für die deutschen Kernkraftwerke angenommen. Die von r2b erwartete Auslastung der Kernkraftwerke von 90 % im Szenario „Energiekonzept“ erscheint vor diesem Hintergrund zu hoch. Würde eine niedrigere Auslastung von beispielsweise 80 oder 85 % angenommen werden, so würde dies dazu führen, dass die Differenz zwischen den beiden Szenarien in Bezug auf die insgesamt im Betrachtungszeitraum erzeugte Strommenge aus Kernkraftwerken geringer ausfällt. Entsprechend geringer wäre auch der Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung aus anderen Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2017“ gegenüber dem Szenario „Energiekonzept“. Dies würde die Strompreisdifferenzen zwischen beiden Szenarien tendenziell verringern.
- Zwar übernimmt die Studie die Vorgaben und Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung in Hinblick auf die Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke sowie den Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in 2020 (35 %), es wird allerdings nicht die Erfüllung des Reduktionsziels beim Strombedarfs (-10 % bis 2020 gegenüber 2008) angenommen. Stattdessen wird ein Bruttostromverbrauch in Höhe von 615 TWh für das Jahr 2020 unterstellt, was exakt dem Verbrauch des Jahres 2008 entsprechen würde (AG Energiebilanzen 2011).¹⁴ Wenn in der Modellierung das Ziel einer Stromeinsparung um 10 % übernommen worden wäre, so müssten in beiden Szenarien seltener Kraftwerke mit hohen Grenzkosten zum Einsatz kommen. Aus diesem Grund – und weil bei geringerer Stromnachfrage auch die CO₂-Zertifikatspreise weniger stark ansteigen würde – würden die Strompreise in beiden Szenarien niedriger liegen. Da im Szenario „Ausstieg 2017“ ein Teil der Kraftwerke mit sehr niedrigen Grenzkosten wegfallen und entsprechen häufiger Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (v. a. Gaskraftwerke) zum Einsatz kommen, ist zu erwarten, dass ein um 10 % niedrigerer Strombedarf hier einen stärkeren absenkenden Effekt auf die Großhandelspreise hätte als im Szenario „Energiekonzept“. Entsprechend niedriger würde die Preisdifferenz zwischen beiden Szenarien ausfallen.¹⁵

¹² Selbst wenn die außergewöhnlichen Stillstände im Jahr 2008 der Kraftwerke Brunsbüttel, Krümmel sowie Biblis A und B herausgerechnet würden, läge der Wert noch etwas niedriger als für den Zeitraum 2012 bis 2020 von der Studie unterstellt, nämlich bei 7.730 Jahresvolllaststunden.

¹³ Auch aufgrund der weiteren Alterung der Kraftwerke und der damit voraussichtlich verbundenen höheren Wartungsintensität sowie aufgrund der seitens der Bundesregierung geplanten sicherheitstechnischen Nachrüstungsanforderungen im Fall einer Laufzeitverlängerung wäre bis 2020 eher mit einer Verringerung der durchschnittlichen Volllaststunden der deutschen Kernkraftwerke zu rechnen.

¹⁴ In der entsprechenden Abbildung der Studie (r2b 2011b) ist für das Jahr 2008 ein Bruttostrombedarf von 515 TWh aufgeführt, was offenbar einen (Druck-)Fehler darstellt.

¹⁵ Einen analogen Effekt hätte die Annahme eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2020. Während sich die r2b-Studie bei ihrer Annahme eines Zuwachses des Anteils erneuerbarer Energien auf

- Den Berechnungen in der Studie liegt die Annahme zugrunde, dass bei einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergienutzung die erneuerbaren Energien im Stromsystem genauso schnell ausgebaut werden wie im Fall von Laufzeitverlängerungen. Es erscheint jedoch mindestens ebenso plausibel, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien bei einem beschleunigten Ausstieg weiter verstärkt werden würde. Zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien würde den Großhandelspreis im Szenario „Ausstieg 2017“ reduzieren, da seltener die preisbestimmenden, teuren Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden würden und gleichzeitig ein dämpfender Effekt auf die CO₂-Zertifikatspreise eintreten würde. Die Differenz zwischen beiden Szenarien bei den Großhandelspreisen würde sich verringern und damit vor allem der relativ hohe Anstieg der Endverbraucherpreise für die energieintensive Industrie, die von der EEG-Umlage befreit ist. Im Hinblick auf andere Stromverbraucher bzw. auf die privaten Haushalte könnten sich hingegen die Strompreise etwas stärker erhöhen, da ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien die EEG-Umlage stärker ansteigen lassen würde.

Zudem kann kritisiert werden, dass trotz unterschiedlicher Strompreisentwicklung die Nachfrage nach Strom in beiden Szenarien als identisch unterstellt wird. Plausibel wäre hingegen, dass höhere Strompreise bzw. allein die Erwartung höherer Strompreise in der Zukunft die Nachfrage nach Strom nicht zuletzt durch weitergehende Investitionen in effizientere Geräte und Maschinen verringern würde.

Letztlich wäre es auch sowohl von wissenschaftlichem als auch von politischem Interesse gewesen, die Berechnungen über das Jahr 2020 hinausgehen zu lassen. Insbesondere der relativ schnelle Rückgang der Preisdifferenz in den Jahren 2019 und 2020 (gegenüber dem Jahr 2018 mit der höchsten Differenz) wirft die Frage auf, ob diese Differenz schon bald nach 2020 auf einen vernachlässigbaren Betrag sinken würde bzw. möglicherweise sogar ihr Vorzeichen wechseln würde. Letzteres würde bedeuten, dass die Preise im Szenario „Ausstieg 2017“ irgendwann niedriger liegen als im Szenario „Energiekonzept“.¹⁶

Neben dieser kritischen Einordnung einiger Annahmen der Studie soll schließlich noch auf die *Interpretation* der Studie durch den Auftraggeber eingegangen werden:

- In der Pressemeldung des BDI (BDI 2011) zu den Ergebnissen der Studie wird in Hinblick auf die zu erwartenden Strompreisdifferenzen auf das Jahr 2018 fokussiert, in dem diese Differenzen am höchsten sind. Es wird nicht erwähnt, dass die Preisdifferenzen in den vorherigen Jahren deutlich niedriger sind und auch nach 2018 wieder sinken. Zudem steht zunächst der Anstieg des Großhandelspreises im Vordergrund, obwohl für jeden Stromverbraucher die Endverbraucherpreise entscheidend sind, die von einem weniger starken relativen Anstieg betroffen sind.
- Auffällig ist außerdem, dass von einem zusätzlichen Anstieg des Anstiegs der Stromkosten (im Jahr 2018) für ein typisches energieintensives Unternehmen in Höhe von 222 % die Rede ist. Gemeint ist der zusätzliche Kostenanstieg im Szenario „Ausstieg

35 % bis 2020 auf die Zielformulierung im Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi/BMU 2010) beruft, erwartet der im vergangenen Jahr bei der EU eingereichte „National Renewable Energy Action Plan“ (NREAP) der Bundesregierung für 2020 einen Anteil von 38,6 %.

¹⁶ Dieses Phänomen, dass langfristig die Strompreise in einem Szenario mit relativ kurzen Laufzeiten der Kernkraftwerke niedriger liegen als in einem Szenario mit relativ langen Laufzeiten, wird in der Szenariostudie dokumentiert, die im vergangenen Jahr von der Bundesregierung in Auftrag gegeben wurde (vgl. Abschnitt 3.7).

2017“ gegenüber dem sich im Szenario „Energiekonzept“ ergebenden Kostenanstieg. Während diese Aussage in der Pressemitteilung zwar krampfhaft dramatisierend erscheinen mag, ist sie immerhin eindeutig formuliert. In einem Gastbeitrag im „Handelsblatt“ schafft BDI-Chef Hans-Peter Keitel diese Eindeutigkeit zwei Tage nach Veröffentlichung der Pressemitteilung nicht mehr. Er formuliert missverständlich: „Die Unternehmen, die besonders auf Energie angewiesen sind, wären existenziell betroffen. Für sie würden die Energiepreise um zusätzliche 222 Prozent steigen.“ Diese Aussage wurde am gleichen Tag u. a. von Reuters aufgegriffen und nun endgültig falsch wiedergegeben: „Für die Unternehmen, die besonders auf Energie angewiesen seien, könne ein Ausstieg aus der Kernenergie-Nutzung bis 2017 die Energiepreise um 222 Prozent in die Höhe treiben und die Branche damit existenziell gefährden“.

3.2 Studie von enervis energy advisors für den Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

Titel:	Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung
Veröffentlicht:	Mai 2011
Erstellt durch:	enervis energy advisors GmbH
Auftraggeber:	Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

3.2.1 Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten

Im Mai 2011 wurde dieses von enervis energy advisors erarbeitete und von dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) in Auftrag gegebene Kurzgutachten zu den Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 veröffentlicht. Um diese Auswirkungen erfassen und analysieren zu können, wurden – ähnlich wie in der Studie von r2b für den BDI (siehe Abschnitt 3.1) – zwei verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung des deutschen Strommarktes erstellt, die sich ausschließlich in den Laufzeiten der Kernkraftwerke unterscheiden. Im Gegensatz zu der zuvor untersuchten Studie von r2b wird im Gutachten von enervis allerdings für *beide* Szenarien angenommen, dass die sieben ältesten Kernkraftwerke (Inbetriebnahme vor 1981), die derzeit infolge des Moratoriums nicht in Betrieb sind, auch in Zukunft nicht mehr wieder hochgefahren werden.¹⁷ Dies sei vor dem Hintergrund der aktuellen gesellschaftlichen und energiepolitischen Diskussion „sehr wahrscheinlich“. Der Betrachtungszeitraum der Berechnungen umfasst die Jahre 2011 bis 2025. Die Entwicklung der Kernkraftwerkskapazität verläuft in den beiden Szenarien jeweils wie folgt:

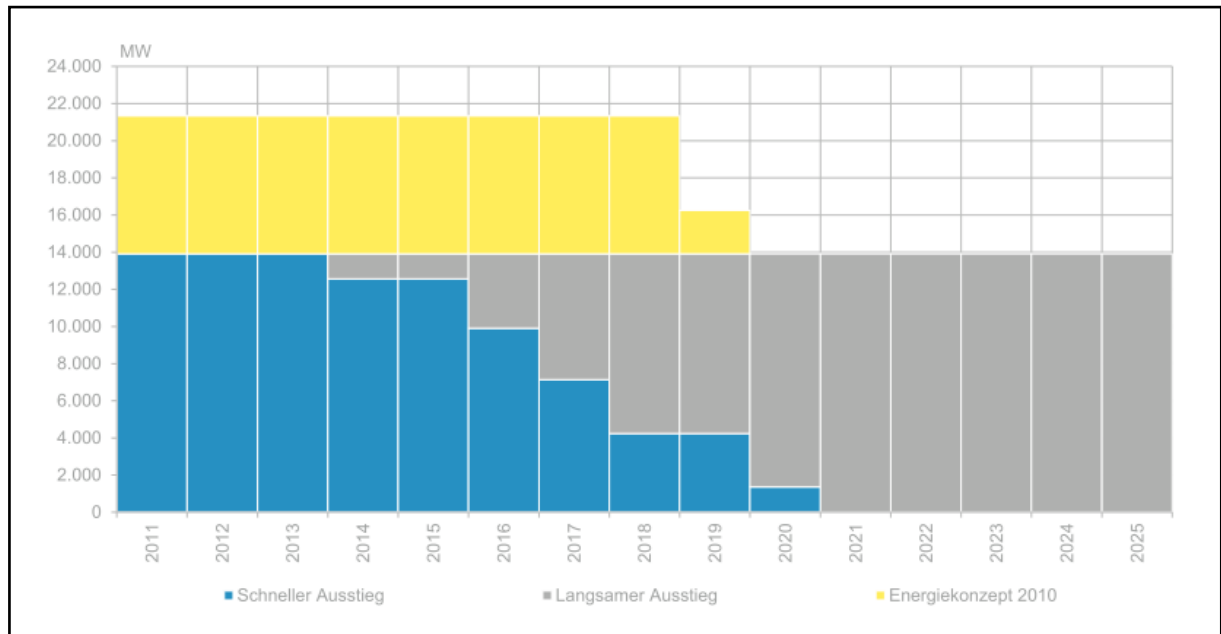
- Im Szenario „**Schneller Ausstieg**“ wird ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 angenommen. Konkret wird unterstellt, dass neben der sofortigen Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke die restlichen Kernkraftwerke eine Betriebsgenehmigung bis jeweils 31 Jahre nach ihrer Inbetriebnahme erhalten. Demnach würde im Jahr 2020 mit Neckarwestheim 2 der letzte Reaktor vom Netz gehen.
- Im Szenario „**Langsamer Ausstieg**“ laufen die restlichen Reaktoren auf Basis der ihnen im Rahmen der Laufzeitverlängerung aus dem Jahr 2010 zugebilligten zusätzlichen Reststrommenge weiter. Demnach verbleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum, also bis 2025, ein Sockel von rund 14.000 MW an Kernenergieleistung im Markt. Erst nach 2028 baut sich dieser Sockel auf Basis der Reststrommengen stufenweise langsam ab.

Abbildung 6 zeigt für beide Szenarien die Entwicklung der jeweils in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke zwischen 2011 und 2025. Dabei wird zum einen deutlich, dass das Szenario „Langsamer Ausstieg“ aufgrund der dort angenommenen sofortigen Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke nicht identisch ist mit einem – im Rahmen der Studie nicht modellier-

¹⁷ Für das aufgrund von technischen Problemen seit 2007 (von rund zwei Wochen im Jahr 2009 abgesehen) stillstehende Kernkraftwerk Krümmel gilt diese Annahme offenbar nicht. Dessen Leistung steht in beiden Szenarien nach Ablauf des Moratoriums (zunächst) wieder zur Verfügung.

ten – „Energiekonzept-Szenario“, das die politische Beschlusslage vom Herbst 2010 widerspiegeln würde. Zum anderen wird deutlich, dass in dem Szenario „Schneller Ausstieg“ die Kapazität der zu Beginn des Szenarios noch verbleibenden Kernkraftwerke schrittweise in den Jahren 2014 bis 2020 auf Null reduziert wird und entsprechend in diesem Zeitraum auch ersetzt werden muss.

Abbildung 6: Entwicklung der in Betrieb befindlichen Kapazität deutscher Kernkraftwerke (in MW) in den beiden Szenarien der enervis-Studie sowie nach dem Energiekonzept vom Herbst 2010



Quelle: enervis (2011).

Die weiteren zentralen Annahmen, wie die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, die Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien, die technisch-ökonomischen Parameter der unterschiedlichen Technologien sowie die Entwicklung der Stromnachfrage sind für beide Szenarien identisch. Allerdings geht aus der Studie nicht hervor, wie genau sich einige wesentliche Parameter, beispielsweise die Stromnachfrage sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in den Szenarien über den Betrachtungszeitraum annahmegemäß entwickeln werden.¹⁸ Ebenfalls finden sich weder in dem Kurzgutachten noch auf der Internetseite des Beratungsunternehmens detaillierte Informationen über das für die Erstellung der Szenarien verwendete Modell. In der Studie heißt es dazu lediglich, die Szenarien seien „unter Einsatz des von enervis entwickelten Prognosemodells enervis Market Power für den europäischen Strommarkt“ entwickelt worden.

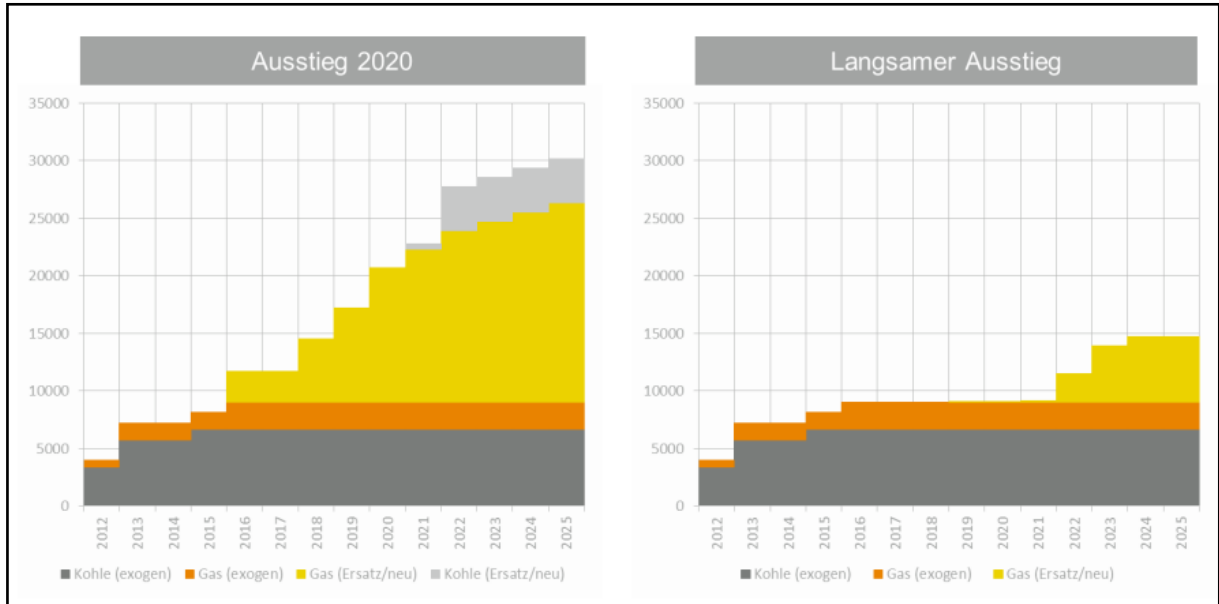
Schwerpunktmäßig werden in dem Kurzgutachten die Ergebnisse der Szenarien im Hinblick auf die unterschiedliche Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten diskutiert.

- Neben den derzeit bereits in Bau bzw. in fortgeschrittener Planung befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten, die mit rund 12.000 MW angegeben werden und deren Inbetriebnahme in beiden Szenarien bis 2016 erfolgt, werden im Szenario „**Ausstieg 2020**“ ab 2016 weitere Kraftwerkskapazitäten zugebaut (vgl. Abbildung 7).

¹⁸ Lediglich im Hinblick auf die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise wird auf die Annahmen im „New Policy Scenario“ des World Energy Outlook 2010 (IEA 2010) verwiesen.

Hierbei handelt es sich zunächst fast ausschließlich um rund 12.000 MW neuer GuD-Gaskraftwerke, die bis 2020 weitere zugebaut werden. Bis zum Jahr 2025 werden gegenüber heute insgesamt – inklusive der bereits im Bau befindlichen Gaskraftwerke – rund 20.000 MW an Gaskraftwerken (v. a. GuD) neu zugebaut.

Abbildung 7: Entwicklung der Kraftwerksneubauten nach Brennstoffart (in MW) in den beiden Szenarien der enervis-Studie



Quelle: enervis (2011).

- Den Gutachtern zufolge haben Gaskraftwerke gegenüber Kohlekraftwerke aufgrund der unterstellten Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, aber auch aufgrund des abnehmenden Grundlastbedarfs infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien innerhalb des Modells einen Vorteil. Ebenfalls sei relevant, dass „Steinkohlekraftwerke bezüglich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz schwerer zu realisieren sind“.¹⁹ Erst in den Jahren 2021/2022 kommt es dann zum teilweisen Ersatz alter, außer Betrieb gehender Steinkohlekraftwerke durch etwa fünf neue Steinkohlekraftwerke mit zusammen rund 4.000 MW.
- Im Szenario „**Langsamer Ausstieg**“ werden zusätzliche konventionelle Kraftwerke erst ab 2021 zugebaut. Bis 2025 kommen dann Gaskraftwerke mit einer Kapazität von rund 6.000 MW neu ans Netz. Über die bereits im Bau befindlichen Kapazitäten werden im gesamten Betrachtungszeitraum hingegen keine neuen Steinkohlekraftwerke zugebaut, da bei einem längeren Betrieb der Kernkraftwerke bis 2025 kein wirtschaftlicher Bedarf an neuen Grundlastkraftwerken bestehe. Erst im Zeitraum 2030 bis 2040 würden auch in diesem Szenario neue Steinkohlekraftwerke gebaut, um die dann Wegfallende Kernkraftwerkskapazität teilweise zu ersetzen. Bis etwa 2040 würde sich dann das Niveau der Kraftwerksneubauten dem entsprechenden Niveau im Szenario „Ausstieg 2020“ annähern.

¹⁹ Ob und ggf. wie diese geringe gesellschaftliche Akzeptanz innerhalb des Strommarktmodells reflektiert wird, geht aus dem Kurzgutachten nicht hervor.

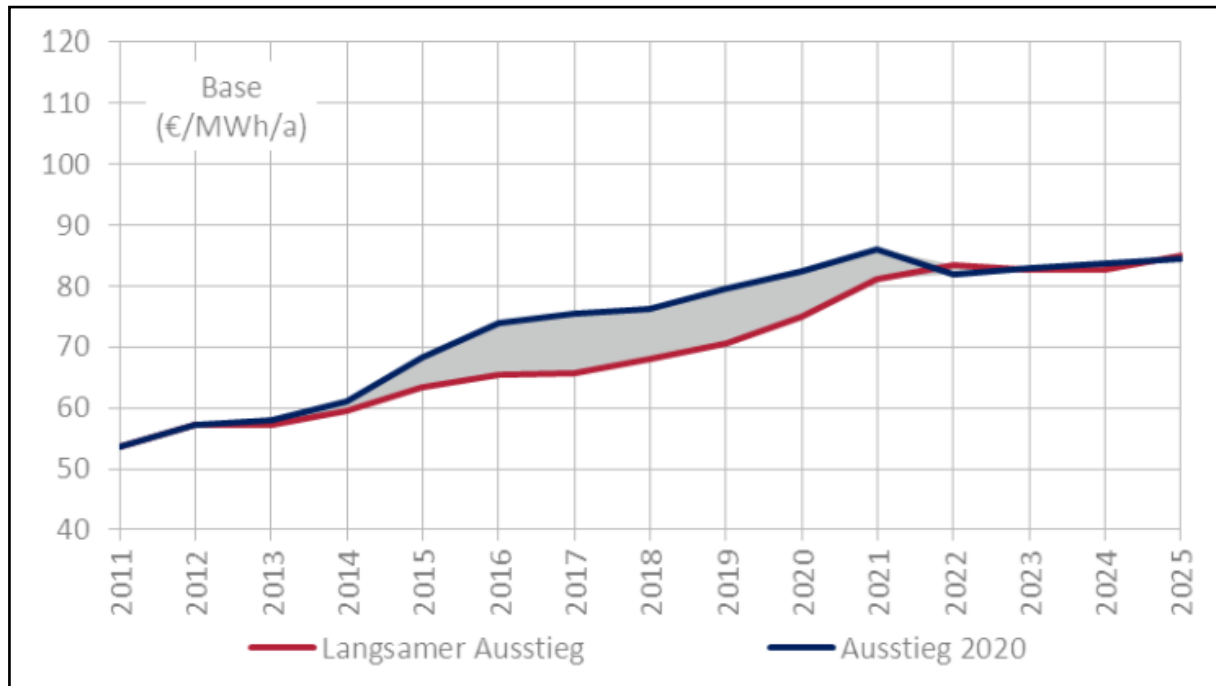
Ein über die derzeit in Bau befindlichen Kapazitäten hinausgehender Neubau von Braunkohlekraftwerken findet in beiden Szenarien nicht statt. Ein solcher Ausbau wird von den Gutachtern aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz sowie dem steigenden Druck, CO₂-Emissionen zu vermeiden, als „sehr unwahrscheinlich“ eingeschätzt.

Bevor auf die Entwicklung des Großhandelspreises in den beiden Szenarien eingegangen wird, werden in dem Kurzgutachten noch die folgenden zwei Punkte betont:

- Der durchschnittliche Wirkungsgrad des konventionellen Kraftwerkparks (fossile Kraftwerke sowie Kernkraftwerke) steigt im Betrachtungszeitraum aufgrund der großen Zahl neuer Kraftwerke im Szenario „Ausstieg 2020“ deutlich schneller als im Szenario „Langsamer Ausstieg“ und liegt 2025 um 4,5 %-Punkte höher.
- Das energie- und klimapolitische Ziel eines deutlichen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 kann nur im Szenario „Ausstieg 2020“ erreicht werden, da nur in diesem Szenario ein ausreichender Ausbau neuer Gaskraftwerke erfolgt. Gleichzeitig müssten entsprechende Rahmenbedingungen (KWK-Förderung) sicherstellen, dass ein Großteil der neuen Gaskraftwerke auch tatsächlich als KWK-Anlagen ausgelegt wird.

In Bezug auf die unterschiedliche Entwicklung der Strompreise wird in dem Kurzgutachten ausschließlich auf die Großhandelspreise eingegangen (s. Abbildung 8). Diese steigen in beiden Szenarien von rund 54 €₂₀₁₁/MWh im Jahr 2011 auf rund 85 €₂₀₁₁/MWh im Jahr 2025 an, was im Wesentlichen auf die unterstellten steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise zurückzuführen sei. Während der Großhandelspreis also am Ende der Betrachtungsperiode in beiden Szenarien praktisch identisch ist, liegt der Preis im Szenario „Ausstieg 2020“ zwischen den Jahren 2013 und 2021 etwas höher als in dem Szenario „Langsamer Ausstieg“. Die Preisdifferenz erreicht dabei im Jahr 2017 mit etwa 10 €₂₀₁₁/MWh ihr Maximum. Im Mittel beträgt die Differenz zwischen 2015 und 2021 7 €₂₀₁₁/MWh. Der schnelle Ausstieg führt also im Vergleich zu einem langsamen Ausstieg „vorübergehend zu einem moderaten Strompreisanstieg“. Wird der gesamte Betrachtungszeitraum (2011 bis 2025) herangezogen, so ergibt sich eine Preisdifferenz von lediglich etwa 3,6 €₂₀₁₁/MWh, was weniger als 5 % des mittleren Preisniveaus des entsprechenden Zeitraums entspricht.

Abbildung 8: Entwicklung der Preisdifferenz des Großhandelsstroms (Grundlast, in €/MWh) zwischen den beiden Szenarien der enervis-Studie



Quelle: enervis (2011).

Die Autoren des Kurzgutachtens betonen, dass für die moderat abweichenden Preise nicht die durchschnittlichen Erzeugungskosten aller Kraftwerke entscheidend sind, sondern die grenzkostenbasierte Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt. Als gerade noch zur Lastdeckung benötigte Kraftwerke kämen in der historisch gewachsenen Erzeugungsstruktur in aller Regel Steinkohle- und Gaskraftwerke zum Einsatz. Der ohnehin – vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien – energiewirtschaftlich notwendige Umbau des deutschen Erzeugungsparks hin zu flexibleren Kraftwerken vollzieht sich im Szenario „Ausstieg 2020“ früher und stärker als im Szenario „Langsamer Ausstieg“. Da flexiblere Gaskraftwerke gegenwärtig (bei vergleichsweise niedrigen CO₂-Kosten am Markt) höhere variable Erzeugungskosten haben, spiegelt sich der stärkere Ausbau dieser Kraftwerke in einem vorübergehenden Preiseffekt. Im Vergleich zu einem weniger flexiblen, älteren Kraftwerkspark bei einem langsameren Ausstieg steigt der Anteil neuer Gaskraftwerke im Szenario „Ausstieg 2020“ früher und stärker und daher bestimmen diese teureren Kraftwerke häufiger den Preis.

Nachdem der Umbau des Kraftwerksparks im Szenario „Ausstieg 2020“ im Jahr 2022 im Wesentlichen abgeschlossen ist, verlaufen die Strompreise in beiden Szenarien auf einem identischen Niveau. Dies sei einerseits darauf zurückzuführen, dass bis dahin auch im Szenario „Langsamer Ausstieg“ konventionelle (nicht-nukleare) Kraftwerkskapazitäten altersbedingt stillgelegt werden und dies ab 2019 zu einem stärkeren Preisanstieg führe. Andererseits wirke der frühere Neubau von Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2020“ vor dem Hintergrund steigender Brennstoff- und CO₂-Preisen dämpfend auf die (Grenz-)Kosten, da die Effizienz des Kraftwerksparks durch die Neubauten stärker ansteige als im Szenario „Langsamer Ausstieg“. Die Autoren des Kurzgutachtens schlussfolgern: „Ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland bis zum Jahr 2020 bedingt somit keine dauerhaften preislichen Verwerfungen.“

Zudem werden in dem Kurzgutachten auch die potenziellen positiven Effekte eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf die Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt betont. Die derzeit bestehende Marktmacht der vier großen Versorgungsunternehmen würde sich verringern, da die im Fall eines beschleunigten Ausstiegs notwendigen Investitionen in Ersatzkapazitäten zu einem großen Teil von Stadtwerken und anderen Energieversorgungsunternehmen getätigt werden könnten. Der damit einhergehende zusätzliche Einfluss weiterer Marktakteure würde den Wettbewerb um hohe Effizienz und damit günstige Erzeugungskosten beleben und könnte auf diese Weise den zukünftig erwarteten Strompreisanstieg begrenzen.²⁰ Bei einer „kleinen Laufzeitverlängerung“ wären Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten hingegen erst zu Beginn des nächsten Jahrzehnts zu erwarten, was die bestehenden Machtstrukturen auf dem Erzeugungsmarkt festigen würde.

3.2.2 Einschätzung

Positiv hervorzuheben an der enervis-Studie für den VKU sind die folgenden Punkte:

- Wie auch bei der zuvor diskutierten Studie von r2b ermöglicht der Vergleich von zwei verschiedenen Szenarien, die sich lediglich in der angenommenen Dauer der Kernkraftwerkslaufzeiten unterscheiden, eine Bewertung der ausschließlich auf den beschleunigten Ausstieg zurückführenden Folgen auf den Strommarkt.
- Die im Szenario eines beschleunigten Ausstiegs angenommene stufenweise Stilllegung der verbleibenden (d. h. nicht vom Moratorium betroffenen) Kernkraftwerke erscheint realistischer als die in der r2b-Studie angenommene Stilllegung der dort im Szenario „Ausstieg 2017“ verbleibenden Kernkraftwerkskapazität von rund 12.000 MW zu einem bestimmten Zeitpunkt (Dezember 2017).
- Ebenfalls ist gegenüber der r2b-Studie der längere Betrachtungszeitraum des enervis-Gutachtens positiv hervorzuheben. Denn dadurch wird deutlich, dass sich die Strompreise von zwei Szenarien mit unterschiedlich schnellem Kernenergieausstieg zumindest im Fall eines schrittweisen Ausstiegs bereits zwei Jahre nach Beendigung des beschleunigten Ausstiegs wieder angleichen könnten.

Zugleich können die folgenden Kritikpunkte an dem Kurzgutachten bzw. den dafür zugrundeliegenden Berechnungen aufgeführt werden:

- Zu dem verwendeten Strommarktmodell werden keinerlei Informationen gegeben. Dies erschwert die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse und ihre Vergleichbarkeit mit anderen Studien.
- Ebenso wenig wird eine Reihe von zentralen Annahmen spezifiziert. Zu diesen gehören insbesondere die Entwicklung der Stromnachfrage, die Entwicklung der Erzeu-

²⁰ Aus dem Kurzgutachten geht nicht hervor, ob das verwendete Strommarktmodell und damit der hier diskutierte Verlauf der Strompreisentwicklung diesen möglichen preissenkenden Effekt einer höheren wettbewerblichen Dynamik auf dem Strommarkt in irgendeiner Weise widerspiegelt. Aufgrund der sehr schwierigen quantitativen Modellierung der entsprechenden Wirkungszusammenhänge gehen wir davon aus, dass dies nicht der Fall ist.

gung aus erneuerbaren Energien²¹ sowie die Preisentwicklung für die unterschiedlichen konventionellen Kraftwerkstechnologien.

- Wie auch bei der r2b-Studie werden mögliche Wechselwirkungen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf den Strommarkt nicht berücksichtigt: So könnte in einem Szenario mit einem beschleunigten Ausstieg gegenüber einem Szenario mit einem langsameren Ausstieg *infolge* des schnelleren Ausstiegs die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien höher sein und die Stromnachfrage sowie die CO₂-Preise niedriger, was jeweils einen dämpfenden Effekt auf den Großhandelspreis hätte (vgl. hierzu die Ausführungen in Unterabschnitt 3.1.2)

Trotz verschiedener Kritikpunkte an dieser Studie sowie der zuvor besprochenen Studie von r2b lassen sich aus der gemeinsamen Betrachtung der Ergebnisse dieser beiden methodisch ähnlichen Studien vorläufige Rückschlüsse auf die zu erwartenden Strompreiseffekte eines beschleunigten Ausstiegs gewinnen (siehe Kapitel 4).

²¹ In dem Kurzgutachten wird lediglich die Kapazitätsentwicklung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wiedergegeben.

3.3 Kurzanalyse des Öko-Instituts für die Umweltstiftung WWF Deutschland

Titel:	Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO ₂ -Preiseffekte
Veröffentlicht:	März 2011
Erstellt durch:	Öko-Institut e.V.
Auftraggeber:	WWF Deutschland

3.3.1 Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten

Nur einige Tage nach dem schweren Unfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima-Daiichi, veröffentlichte das Öko-Institut diese Kurzanalyse im Auftrag des WWF (Öko-Institut 2011a). Einen Schwerpunkt der Studie bilden Abschätzungen der Beiträge verschiedener Optionen für den kurzfristigen Ersatz der deutschen Kernkraftwerke bis 2020. Auf diese verschiedenen Optionen und die zugehörigen Einschätzungen des Öko-Instituts wird später in Kapitel 4 eingegangen. Auf drei Seiten der Studie des Öko-Instituts werden aber auch die zu erwartenden Preiseffekte bei einem schnellen Ausstieg aus der Kernenergie diskutiert. Aufgrund der sehr kurzfristigen Ausarbeitung sind die Aussagen dazu allerdings eher qualitativer Natur bzw. beruhen auf einer Bewertung der Änderungen der Großhandelspreise unmittelbar nach Bekanntgabe der (vorerst) dreimonatigen Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke. Zusätzlich wird quantitative Abschätzung der längerfristigen Preiseffekte abgegeben, wobei hierfür keine detaillierten Rechnungen vorgelegt werden und stattdessen auf eine Kurzanalyse des Öko-Instituts für das BMU aus dem Jahr 2009 verwiesen wird, in der die potenziellen Strompreiseffekte bei Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke untersucht werden (Öko-Institut 2009). Im Folgenden werden daher auch die Ergebnisse dieser älteren Studie einbezogen.

Zunächst weisen die Autoren darauf hin, dass bei den Preiseffekten der betrachtete Zeithorizont relevant ist: Sehr kurzfristig entstehe durch die schnelle Außerbetriebnahme großer Kraftwerkskapazitäten eine Veränderung der Merit-Order (Einsatzreihenfolge) der Kraftwerke. Dann müssten „mit hoher Wahrscheinlichkeit“ Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Grenzkosten (die sich vor allem aus den Brennstoff- und CO₂-Kosten ergeben) zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden, was zu einem Anstieg des Großhandelspreises für Strom führen würde. Wie hoch dieser Anstieg ausfällt, ist von der Art der jeweils zusätzlich eingesetzten Kraftwerke sowie von den Brennstoff- und CO₂-Preisen abhängig.²² Mittel- und längerfristig führen die auf diese Weise ausgelösten Strompreiseffekte jedoch zu Investitionen in neue Kraftwerke (oder z. B. in mehr Lastmanagement) oder zu Ertüchtigungen bestehender Kraftwerke. Ebenso können Kraftwerke in „Kaltreserve“ wieder verfügbar gemacht werden. All dies senkt wiederum den Großhandelspreis für Strom. Der Kurzanalyse zufolge

²² Dabei wird darauf hingewiesen, dass sich diese kurzfristigen Strompreiseffekte nahezu ausschließlich auf die Großhandelsmärkte beziehen. Denn die Preise für die Endverbraucher basieren auf Verträgen, die bis zu drei Jahre im Voraus abgeschlossen werden und die nur langfristig wirksame Strompreiseffekte reflektieren. Außerdem werden Schwankungen auf den Großhandels-Beschaffungsmärkten durch den erheblichen Anteil anderer Komponenten des Endverbraucherpreises (Netznutzungsentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) nur mit starker Dämpfung beim Endkunden wirksam. Dieser letztgenannte Effekt spiegelt sich auch in den Ergebnissen der r2b-Studie im Auftrag des BDI wieder (siehe oben).

dürfte die Obergrenze der „längerfristig robusten Preiseffekte in den Terminmärkten bei etwa 5€/MWh“ (also bei 0,5 €-cent/kWh) liegen. Für diese Abschätzung berufen sich die Autorin und Autoren auf die bereits erwähnte Kurzanalyse aus dem Jahr 2009 (Öko-Institut 2009) sowie auf nicht näher bestimmte „weitergehende Modelluntersuchungen“.

In (Öko-Institut 2009) wurden vor dem Hintergrund der damals aktuellen politischen Diskussion um eine Verlängerung der Restlaufzeiten der deutschen Kernkraftwerke (gegenüber dem damals noch geltenden rot-grünen Ausstiegsfahrplan) die möglichen Effekte eines solchen Schritts auf die Strompreise unter Rückgriff auf verschiedene analytische Zugänge untersucht:

- Ein Vergleich des Verlaufs der Großhandelspreise für kurzfristig fällige Stromlieferungen („Spotpreise“) der Jahre 2004 und 2007 zeigt eine sehr ähnliche Entwicklung über weite Teile der beiden Jahre. Da in 2007 im Gegensatz zu 2004 große Teile (bis zu 45 %) der installierten Leistung der deutschen Kernkraftwerke aus verschiedenen, größtenteils ungeplanten Gründen nicht verfügbar waren und die wesentlichen den Preis bestimmende Größen (v. a. Preise für Steinkohle und CO₂-Emissionsberechtigungen) in beiden Jahren in hohem Maße vergleichbar waren, wird dies als Indiz dafür gewertet, dass der Anteil der eingesetzten Kernkraftwerke keinen (signifikanten) Einfluss auf die Großhandelspreise hat.
- Ein Vergleich der Preise für zukünftige Stromlieferungen („Futures“) an den Strombörsen in Leipzig und in Paris zeigt nahezu deckungsgleiche Preisentwicklungen. Dies unterstreicht „sehr eindrücklich, dass bei verbundenen Märkten mit der Möglichkeit zu Arbitragegeschäften die jeweiligen Preisentwicklungen stark konvergieren“. Entsprechend ist zu erwarten, dass sich jegliche ohne Austauschbeziehungen hypothetisch ergebende Effekte auf den Großhandelspreis infolge von Stilllegungen von Kernkraftwerken in der Realität durch die Austauschbeziehungen mit dem Ausland signifikant reduzieren werden.
- Der Studie zufolge kann davon ausgegangen werden, dass sowohl mit als auch ohne Laufzeitverlängerungen nach wie vor in der Regel Steinkohlekraftwerke die Grenzkraftwerke darstellen werden und diese daher maßgeblich für die Strompreisbildung am Strommarkt sein werden. Im Falle einer Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke würden effizientere Steinkohlekraftwerke häufiger den Strompreis bestimmen, ohne eine solche Verlängerung dagegen weniger effiziente Steinkohlekraftwerke. Auf Grundlage einer quantitativen Analyse der Grenzkosten unterschiedlich effizienter Steinkohlekraftwerke im kontinentaleuropäischen Strommarkt wird für den Großhandelspreis abgeleitet, dass „die maximale Höhe etwaiger und eher mittelfristiger Strompreisänderungen als Folge von Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke (...) im oberen Extremfall 1ct/kWh, im Rahmen der realistisch erwartbaren Entwicklungen wahrscheinlich deutlich weniger“ betragen würde.
- Zusätzlich werden in der Studie die notwendigen Deckungsbeiträge derjenigen neuen Kraftwerke ermittelt, die in jedem Fall, d. h. auch bei einer Laufzeitverlängerung errichtet werden müssten. Die Deckungsbeiträge neuer Kraftwerke (d. h. die Differenz zwischen Strompreis und laufenden Kosten der jeweiligen Kraftwerke) müssen zur Deckung des Kapitaldienstes der Investitionen ausreichen, ansonsten würden die Investitionen in die entsprechenden Kraftwerke ausbleiben. Dieser Zusammenhang stellt eine Untergrenze für den zukünftig zu erwartenden Strompreis dar. Anhand der

so ermittelten Untergrenze wird abgeleitet, dass sich die kurzfristigen Effekte von Laufzeitverlängerungen auf die Strompreise „eher deutlich unterhalb einer Marke von 0,5 ct/kWh bewegen dürften“.²³

In der aktuellen Kurzanalyse des Öko-Instituts für WWF (Öko-Institut 2011a) wird abschließend die Entwicklung der Großhandelspreise in den Tagen nach der Ankündigung des Moratoriums durch die Bundesregierung am 14. März 2011 betrachtet. Die Preise für Termin-Lieferungen an der Leipziger Strombörse EEX sind unmittelbar nach Ankündigung des Moratoriums erkennbar angestiegen: Die entsprechenden Future-Kontrakte für das zweite und dritte Quartal 2011 sind am 15. Und 16. März gegenüber der Vorwoche um rund 10 €/MWh gestiegen. Allerdings werden diese Anstiege in Teilen als „Überreaktion des Marktes“ interpretiert, worauf auch das Nachlassen der Preise um etwa 1 €/MWh am 17. März hindeuten würde. Für langfristige Lieferkontrakte für das Jahr 2012 fiel der Preisanstieg mit rund 5 €/MWh außerdem deutlich geringer aus.²⁴

Auf Grundlage der verschiedenen empirischen und theoretischen Betrachtungen wird in der Studie geschlussfolgert: „Ein sehr kurzfristiges und überraschendes Abschalten der Kernkraftwerke wird zweifelsohne zu kurzfristigen Strompreisreaktionen auf den Großhandelsmärkten führen. Diese liegen jedoch deutlich in der Bandbreite historischer Schwankungen, werden sich längerfristig aus den genannten Gründen wahrscheinlich deutlich abschwächen und auf der Endverbrauchsebene ohnehin nur mit sehr starker Dämpfung wirksam werden.“ An anderer Stelle fasst das Öko-Institut seine Einschätzungen zu den Effekten für die Endverbraucher-Strompreise als Folge der Abschaltung der sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke wie folgt zusammen: „Bei den Strompreisen ist höchstens mit minimalen Preissteigerungen von bis zu 0,5 €-cent pro Kilowattstunde zu rechnen. Der Grund liegt im System des Stromhandels in Deutschland. Strom wird bei uns auf zwei Märkten gehandelt: der Strom für den nächsten Tag auf dem Spotmarkt und im Terminmarkt längerfristige Liefervereinbarungen. Auf dem Spotmarkt gibt es zurzeit erhebliche Kapazitäten, auch ohne die sieben Kernkraftwerke. Auf dem Terminmarkt sind 95 Prozent der Stromproduktion bereits auf Jahre im Voraus verkauft. Somit stehen die Preise längst fest. Höchstens mittelfristig, vielleicht in fünf Jahren, rechnen wir mit Preissteigerungen. Aber auch dann nur marginal.“

3.3.2 Einschätzung

Eine Stärke der Analysen des Öko-Instituts besteht in ihrer methodischen Vielfalt. So wird auf empirische Erkenntnisse aus der Vergangenheit, auf Berechnungen über mögliche zukünftige Investitionsentscheidungen und auf theoretische Überlegungen zurückgegriffen, um zu zeigen, dass es verschiedene Hinweise darauf gibt, dass die Obergrenze des Anstiegs des Strompreises im Großhandel infolge des Abschaltens großer Teile der installierten deutschen Kernkraftwerke bei wahrscheinlich etwa 5, maximal aber 10 €/MWh liegt. Zu Recht wird darauf hingewiesen, dass sich eine jede Veränderung der Großhandelspreise aufgrund

²³ Zwei wissenschaftliche Untersuchungen aus dem Jahr 2007 (EWI/EEFA 2007, Prognos/EWI 2007), die ebenfalls die Strompreiseffekte einer Laufzeitverlängerung errechnen und die stärkere Preisrückgang erwarten, werden vom Öko-Institut kritisiert, da diese Preisrückgänge keine ausreichenden Deckungsbeiträge der vorgesehenen neuen Kraftwerke gewährleisten würden.

²⁴ Im Fazit in Kapitel 4 wird die aktuelle Entwicklung der Großhandelspreise wiedergegeben. Dabei zeigt sich, dass die Preisreaktion auf den Terminmärkten unmittelbar nach Verkündung des Moratoriums offenbar tatsächlich etwas zu hoch ausgefallen ist: Seit Verkündung des Moratoriums und bis Anfang Mai lagen die Preise für Future-Kontrakte für das dritte Quartal 2011 um etwa 6 bis 8 €/MWh höher als in den Wochen vor der Verkündung.

der Zusammenhänge auf dem Strommarkt nur verzögert und gedämpft auf den Endkunden auswirkt.

Die bisher vorliegenden Analysen des Öko-Instituts leisten allerdings keine konsistente Modellierung des deutschen bzw. europäischen Strommarktes für den Fall eines sehr schnellen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung (beispielsweise bis 2017 oder 2018). Die in der aktuellen Studie genannte Obergrenze für den „längerfristig robusten“ Preisanstieg in den Terminmärkten (5 €/MWh) basiert auf Überlegungen und Berechnungen im Zusammenhang mit der in den Jahren 2009 und 2010 geführten Diskussion um mögliche Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke. Dabei wurde aber ein Ausstieg gemäß rot-grünem Ausstiegsbeschluss mit einer (zu diesem Zeitpunkt noch nicht näher definierten) Laufzeitverlängerung verglichen. In der aktuellen Diskussion ist ein deutlich schnellerer Ausstieg im Gespräch. Es stellt sich daher die Frage, ob nicht ein schnellerer Ausstieg zumindest kurz- bis mittelfristig die vom Öko-Institut genannte obere Grenze des Preisanstiegs übertreffen könnte. Diese Frage ließe sich nur durch eine konsistente Strommarktmodellierung beantworten.

Die Analysen des Öko-Instituts beschränken sich im Wesentlichen auf Abschätzungen zu den Effekten auf dem Großhandelsmarkt. Genaue Berechnungen zu den Folgeeffekten auf die Strompreise für die verschiedenen Endkundengruppen fehlen. Es wird lediglich an einer Stelle argumentiert, dass Preisänderungen auf dem Großhandelsmarkt „in guter Näherung“ mit dem Faktor 0,25 für Haushaltskunden und mit dem Faktor 0,5 für größere Industriekunden durchschlagen. Genauere und zeitlich differenzierte Aussagen finden sich in den Arbeiten des Öko-Instituts nicht.

3.4 Kurzgutachten des Zentrums für Nachhaltige Energiesysteme (ZNES) der Universität Flensburg in Zusammenarbeit mit der Deutschen Umwelthilfe

Titel: Kernenergieausstieg 2015 und regionale Versorgungssicherheit

Veröffentlicht: April 2011

Erstellt durch: Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme (ZNES) der Universität Flensburg

Unterstützt durch: Deutsche Umwelthilfe (DUH)

3.4.1 Zusammenfassung der Studie – mit Fokus auf die Angaben zu Strompreiseffekten

Das Ende April 2011 durch die Deutsche Umwelthilfe (DUH) vorgestellte Kurzgutachten untersucht schwerpunktmäßig die Folgen für die Sicherheit der deutschen Stromversorgung bei einem stark beschleunigten, bis Ende 2014 abgeschlossenen Kernenergieausstieg. Dabei wird zunächst gezeigt – wie auch andere Studien (Öko-Institut 2011a, Greenpeace 2011) verdeutlicht haben – dass ein vollständiger Kernenergieausstieg innerhalb weniger Jahre (hier bis Ende 2014) für Deutschland *insgesamt* nicht zu Versorgungsengpässen führen würde. Im Anschluss daran wird untersucht, ob es infolge der Abschaltung der hauptsächlich im Süden und Nordwesten Deutschlands konzentrierten Kernkraftwerke zu *regionalen* Engpässen wegen möglicherweise unzureichender Kraftwerks- und Netzkapazitäten kommen kann. Die ZNES/DUH-Studie zeigt auf, dass infolge des kurzfristigen Ersatzes aller Kernkraftwerke in Deutschland in keiner Region des Landes mit Versorgungsengpässen zu rechnen ist. Hierfür müssten nur die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke fertig gestellt werden. Deutschland verfüge bereits heute über die notwendigen Netzkapazitäten für einen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2015. Außerdem wird aufbauend auf den Szenarioberechnungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU 2011) argumentiert, dass die bei einem frühen Ausstieg kurzfristig erhöhten CO₂-Emissionen des Stromsektors in selbigem Sektor bis 2050 um ein Vielfaches eingespart werden könnten, wenn die erneuerbaren Energien so schnell ausgebaut werden, dass sie bereits ab 2030 die deutsche Stromversorgung zu 100 % übernehmen.²⁵

Die Kurzstudie geht am Rande auch auf den Einfluss der bisherigen Kernkraftwerksabschaltungen auf die Strompreise ein. Im Gegensatz zu der Studie des Öko-Instituts (siehe Abschnitt 3.3) wird hierfür nicht die Preisentwicklung der Termin-Märkte herangezogen, sondern die der Spotpreise.²⁶ Diese zeigten nach Verkündung des Moratoriums keinerlei erkennbare Veränderung. Ein „deutlicher Einfluss“ der Abschaltung der Kernkraftwerke ist „bisher nicht festzustellen“, so die Schlussfolgerung in der Studie.

Über die Auswirkungen auf die Preise bei einem vollständigen Ausstieg werden keine konkreten Aussagen gemacht. Es wird allerdings geschlussfolgert, dass es neben technischen auch keine „gravierenden“ volkswirtschaftlichen Gründe gegen einen Kernenergieausstieg

²⁵ Hierfür müssten die Laufzeiten insbesondere der derzeit in Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke auf zum Teil deutlich unter 35 Jahre – die angenommene Mindestlaufzeit im SRU-Gutachten (SRU 2011) – verkürzt werden. Außerdem wäre ein schneller und erheblicher Ausbau der deutschen Hochspannungsnetze und der Stromspeichermöglichkeiten (in Deutschland oder per Netzanbindung z. B. in Norwegen) notwendig.

²⁶ Auch die Entwicklung der Spotpreise wird in Kapitel 4 in aktualisierter Form wiedergegeben.

bereits zum Ende des Jahres 2014 gibt. In einem Presseinterview (Braunschweiger Zeitung 2011) nennt der Hauptautor der Studie, Prof. Olav Hohmeyer, eine konkrete Zahl, die sich aus einer Kosten- (nicht Preis-)Überlegung ergibt: Er rechnet mit einer Verteuerung der Kilowattstunde für einen Haushalt um 0,4 €-cent. Dies begründet er damit, dass die Erzeugung einer Kilowattstunde Kohlestrom etwa 2 €-cent mehr kostet als eine Kilowattstunde aus Atomstrom. Da Kernkraft etwa ein Fünftel des deutschen Stromverbrauchs deckt, werde auch nur ein Fünftel des Stroms 2 €-cent teurer.

3.4.2 Einschätzung

Die Erkenntnis, dass die Spotmarktpreise infolge der fast zeitgleichen Abschaltung von sechs Kernkraftwerken²⁷ keinerlei erkennbare Reaktion zeigten, verdeutlicht sicherlich, dass es auf dem Spotmarkt zurzeit „erhebliche Kapazitäten“ (Öko-Institut 2011b) auch ohne diese Kernkraftwerke gibt, dadurch ist jedoch *nicht* gezeigt, dass es nicht mittel- bis langfristig zu Preiseffekten aufgrund einer dauerhaften Abschaltung dieser Kernkraftwerke kommen kann. Die Preisreaktionen auf den Terminmärkten (siehe Kapitel 4) deuten darauf hin, dass es in der näheren Zukunft auch durch die zusätzliche Stilllegung weiterer konventioneller Kraftwerkskapazitäten (vgl. Öko-Institut 2011a) zu Verschiebungen der Merit-Order kommen wird, die dann zu Preissteigerungen führen.

Die Rechnung, die Prof. Hohmeyer zur Bestimmung des bei einem vollständigen Ausstieg zu erwartenden Strompreisanstiegs anführt, bezieht sich lediglich auf die Stromerzeugungskosten. Sie berücksichtigt nicht die Zusammenhänge bei der Bildung von Strompreisen auf dem Markt, insbesondere nicht die Preissetzung über die Merit-Order.

²⁷ Die fünf Kernkraftwerke Biblis A, Isar 1, Neckarwestheim 1, Unterweser und Philippsburg 1 wurden in den Tagen unmittelbar nach der Verkündung des Moratoriums abgeschaltet. Zudem wurde das Kraftwerk Biblis B bereits am 26. Februar 2011 für eine planmäßige Revision heruntergefahren. Die Kraftwerke Brunsbüttel und Krümmel sind aufgrund schwerwiegender Betriebsmängel bereits seit mehreren Jahren nicht mehr in Betrieb.

3.5 Aussagen von Prof. Claudia Kemfert vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)

Presseberichte aus dem April 2011 (z. B. Süddeutsche Zeitung 2011) legen nahe, dass Prof. Claudia Kemfert vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) errechnet hat, dass ein Kernenergieausstieg zu einer Erhöhung der jährlichen Stromrechnung einer vierköpfigen Familie von 200 bis 240 Euro im Jahr 2020 führen könne. Eine genauere Betrachtung (Kemfert 2011) zeigt allerdings, dass es sich hierbei nicht um einen Vergleich des Jahres 2020 zwischen einem Szenario *mit* und einem Szenario *ohne* schnellem Kernenergieausstieg handelt, sondern um einen Vergleich der derzeitigen Stromkosten einer Familie (Jahr 2011) mit den modellierten²⁸ Stromkosten bei einem Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2022. Es werden keine entsprechenden Berechnungen für den Fall eines früheren oder späteren Ausstiegs aus der Kernenergienutzung vorgelegt. So bleibt ungewiss, zu welchem Anteil der errechnete Anstieg der Strompreise auf die frühere Stilllegung der Kernkraftwerke zurückzuführen ist und zu welchem Anteil andere Faktoren (z. B. ohnehin anfallender Ersatz konventioneller Kraftwerke oder Preissteigerungen fossiler Brennstoffe) eine Rolle spielen.²⁹

Verwirrend sind zudem die Angaben auf der Internetseite von Prof. Kemfert: Hier schreibt sie, dass die Berechnungen einen Anstieg des Strompreises bis 2020 um 1,4 bis 1,6 €-cent ergeben hätten. Dies würde jedoch bei dem unterstellten Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zu jährlichen Mehrkosten in Höhe von lediglich 49 bis 56 Euro führen, nicht zu den in den Medien zitierten und ebenfalls auf der Internetseite genannten Mehrkosten in Höhe von 200 bis 240 Euro. Eine separate Tabelle mit den Berechnungsergebnissen bestätigt zwar die Mehrkosten in Höhe von 200 bis 240 Euro pro Jahr, unterstellt aber einen unplausiblen gegenwärtigen Haushaltsstrompreis von 31 €-cent/kWh, der bis 2020 um 6 bis 7 €-cent/kWh ansteigen würde.³⁰

Es lässt sich festhalten, dass die bisher vorgelegten Berechnungen von Prof. Kemfert bzw. vom DIW nicht zur Beantwortung der Frage nach den Strompreiseffekten (allein) eines beschleunigten Kernenergieausstiegs beitragen können, da

- kein Preisvergleich zwischen einer Entwicklung *mit* und einer Entwicklung *ohne* beschleunigten Kernenergieausstieg angestellt wird,
- die veröffentlichten Zahlen widersprüchlich sind,
- wesentliche Annahmen und Ergebnisse nur sehr knapp dokumentiert werden und
- zweifelhaft ist, ob das verwendete Strommarktmodell, das offenbar Austauschbeziehungen mit dem Ausland nicht abbildet, überhaupt für die Beantwortung der Frage geeignet wäre.

²⁸ Für die Modellierung wurde das am DIW entwickelte Strommarktmodell ESYMMETRY verwendet, das den deutschen Strommarkt in stündlicher Auflösung abbildet und unvollständigen Wettbewerb berücksichtigt. Ausführlichere Erläuterungen zu dem Modell finden sich in (Traber/Kemfert 2009).

²⁹ Der von der Leitstudie 2009 (BMU 2009) übernommene Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 führt den Berechnungen zufolge nur zu einer leichten Mehrbelastung für die Endkunden: Die EEG-Umlage steigt von 3,5 €-cent/kWh im Jahr 2011 auf 3,8 €-cent/kWh im Jahr 2020.

³⁰ Möglich ist, dass der Beispielhaushalt in der Berechnungstabelle nicht einen jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh (wie angegeben), sondern von 4.500 kWh hat. Dann würde sich ein gegenwärtiger Preis pro Kilowattstunde in Höhe von 24 €-cent ergeben. Der Preisanstieg zwischen 2011 und 2020 entspräche dann 4,5 bis 5,3 €-cent/kWh, wäre also immer noch höher als die im Text angegebenen 1,4 bis 1,6 €-cent/kWh.

3.6 Aussagen der Deutschen Energie-Agentur (dena)

In einer Pressemitteilung vom 18. April 2011 erklärt die dena, dass sie den Ausstieg aus der Kernenergie befürwortet und ihn „in einem Zeitraum bis 2020/2025 für machbar“ hält. Das gebe „ausreichend Zeit, um den Einstieg in eine umfassende Energiewende sozialverträglich zu gestalten und den Industriestandort Deutschland zu sichern“. Gleichzeitig werden in der Pressemitteilung dena-Berechnungen zu den Effekten einer Energiewende auf die Strompreise bekanntgegeben. Demnach ist bis 2020³¹ mit einer Erhöhung des Strompreises gegenüber dem heutigen Stand um 4 bis 5 €-cent/kWh zu rechnen.

Hierzu ist zu bemerken, dass der von der dena erwartete Strompreisanstieg nicht ausschließlich auf einen beschleunigten Kernenergieausstieg zurückgeführt werden kann. Die von der dena für den Strompreisanstieg angeführten Gründe (siehe unten) sind grundsätzlich unabhängig von einer Beschleunigung des Ausstiegs. Die Notwendigkeit der Erfüllung der nationalen Ziele und europäischen Verpflichtungen Deutschlands zum Ausbau der erneuerbaren Energien hängt beispielsweise nicht von der Nutzungsdauer der Kernenergie ab.³²

Der von der dena ermittelte Strompreisanstieg um 4 bis 5 €-cent/kWh wird nach dena bzw. Stephan Kohler durch die Kostenwirkung der folgenden drei Strategien der Energiewende bedingt:

- Die Kosten der politisch angestrebten Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien von derzeit 17 % auf 38 % im Jahr 2020 wird auf 2 €-cent/kWh beziffert.
- Der Um- und Ausbau der Verteilnetze werde zu zusätzlichen Kosten von rund 1 €-cent/kWh führen.
- Infolge der Modernisierung der konventionellen Stromerzeugung durch den Bau neuer Erdgas- und Kohlekraftwerke sowie der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung sei mit einer Preiserhöhung von 1,5 €-cent/kWh zu rechnen.

Abgesehen von der Tatsache, dass die entsprechenden Kosten weder vollständig noch überwiegend auf einen beschleunigten Ausstieg zurückgeführt werden kann, sind die dena-Angaben zum zukünftigen Strompreisanstieg auch grundsätzlich problematisch: Die drei unterschiedenen Effekte werden zwar als „zusätzliche Kosten“ bezeichnet, sie werden allerdings gleichzeitig sowohl in der Pressemitteilung als auch in einem Presseinterview ihres Geschäftsführers (Augsburger Allgemeine 2011) eins zu eins aufsummiert und als zu erwartende Strompreiserhöhung bis 2020 bezeichnet. Wie in Unterabschnitt 2.2.2 ausgeführt wurde, ist aber in dem heutigen, wettbewerbsorientierten Strommarkt eine einfache Gleichsetzung von höheren Erzeugungskosten mit höheren Strompreisen unzulässig. So können ver-

³¹ Aus der Pressemitteilung ist nicht klar ersichtlich, ob sich die angegebene Preiserhöhung auf das Jahr 2020 bezieht oder auf das Jahr 2025 bzw. auf das Jahr des vollzogenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung. In den Ausführungen zu den einzelnen Gründen für den Preisanstieg wird aber wiederholt auf das Jahr 2020 verwiesen und in einem Presseinterview (Augsburger Allgemeine 2011) spricht Stephan Kohler von „4,5 Cent pro Kilowattstunde an Zusatzkosten bis 2020“.

³² Da die Diskussion um den Kernenergieausstieg den Aufhänger für die Pressemitteilung darstellt, kann jedoch der Eindruck entstehen, dass die genannten Strompreiserhöhungen ausschließlich als Folge eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie auftreten. In einem Presseinterview mit Stephan Kohler bekräftigt dieser sogar diesen (falschen) Eindruck, indem er auf eine Frage nach den Kosten des Ausstiegs für den Verbraucher antwortet, „dass wir am Schluss auf etwa 4,5 Cent pro Kilowattstunde an Zusatzkosten bis 2020 kommen, um den Ausstieg aus der Kernenergie zu organisieren.“

änderte durchschnittliche Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke aufgrund der Bestimmung des Großhandelspreises über die Merit-Order sowohl zu Veränderungen in den Strompreisen als auch zu Veränderungen bei den Deckungsbeiträgen bzw. Gewinnmargen der Stromerzeuger führen.

Zwar wird neben den zusätzlichen Netzkosten auch der Ausbaus der erneuerbaren Energien tatsächlich im Wesentlichen eins zu eins auf den Strompreis für Endverbraucher umgelegt, allerdings sind von der EEG-Umlage die stromintensiven Unternehmen ausgenommen, was in der Pressemitteilung nicht deutlich wird.³³ Zudem ist in Hinblick auf die Aufsummierung der verschiedenen Komponenten unklar, ob dabei der negative Zusammenhang zwischen EEG-Umlage und Großhandelspreisen berücksichtigt wurde (vgl. Unterabschnitt 2.2.3).

Von diesen methodischen Unzulänglichkeiten abgesehen, sind die quantitativen Angaben zu den einzelnen Kostensteigerungen teilweise nicht nachvollziehbar³⁴ bzw. nicht plausibel: So errechnet die aktuelle „Leitstudie 2010“ (BMU 2010) für das Jahr 2020 selbst für den Fall eines nur moderaten Anstiegs der Großhandelspreise eine Höhe der EEG-Umlage von knapp 3 €-cent₂₀₁₀/kWh. Damit läge die EEG-Umlage sogar niedriger als im Jahr 2011 (3,5 €-cent₂₀₁₁/kWh), obwohl die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in der Leitstudie 2010 nahezu identisch sind mit den entsprechenden Annahmen der dena. Auch Felix Matthes vom Öko-Institut hält einen Anstieg der EEG-Umlage um 2 €-cent/kWh nicht für plausibel. Er rechnet mit einer Erhöhung um „mittelfristig ein Cent“ (Frankfurter Rundschau 2011).

Der von der dena erwartete Anstieg der Netzkosten um 1 €-cent/kWh ist nach Auffassung von Matthes ebenfalls zu hoch gegriffen. Er erwartet einen Anstieg der Netzkosten um 0,3 bis 0,6 €-cent/kWh. Kohler setze am oberen Ende der von der dena im vergangenen Jahr selbst errechneten Kostenbandbreite an und liege dann „auch noch 40 Prozent zu hoch“ (Frankfurter Rundschau 2011). Der Präsident der Bundesnetzagentur, Matthias Kurth, wird hingegen in den Medien damit zitiert, dass er infolge des Netzausbaus mit einem Anstieg des Endkundenpreises um einen bis 1,5 €-cent/kWh rechnet (DerWesten 2011).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die von der dena veröffentlichten Angaben zum erwarteten Strompreisanstieg keinen Beitrag für die Diskussion um die Frage nach dem durch einen beschleunigten Kernenergieausstieg voraussichtlich ausgelösten Strompreisanstieg zu leisten vermögen. Denn bei dem erwarteten Strompreisanstieg wird nicht zwischen den Effekten eines Ausstiegs und den „ohnehin“-Effekten unterschieden. Zudem sind die methodische Vorgehensweise sowie die Quantifizierung einiger Kosten zweifelhaft, soweit das mit den knappen vorliegenden Informationen zu den zugrundeliegenden Berechnungen eingeschätzt werden kann.

³³ Die Formulierung in der Pressemitteilung, dass die Stromkosten durch die „Erhöhung des Strompreises um 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde (...) die Stromkosten zum Beispiel für privaten Haushalte um rund 20 Prozent steigern“ lässt, legt nahe, dass die dena für alle Gruppen von Stromkunden mit einer Preiserhöhung von 4 bis 5 €-cent/kWh rechnet.

³⁴ Grundsätzlich problematisch ist die Tatsache, dass die dena keine detaillierten Berechnungen vorlegt, die ihre Angaben in der Pressemitteilung nachvollziehbar und leichter überprüfbar machen würden.

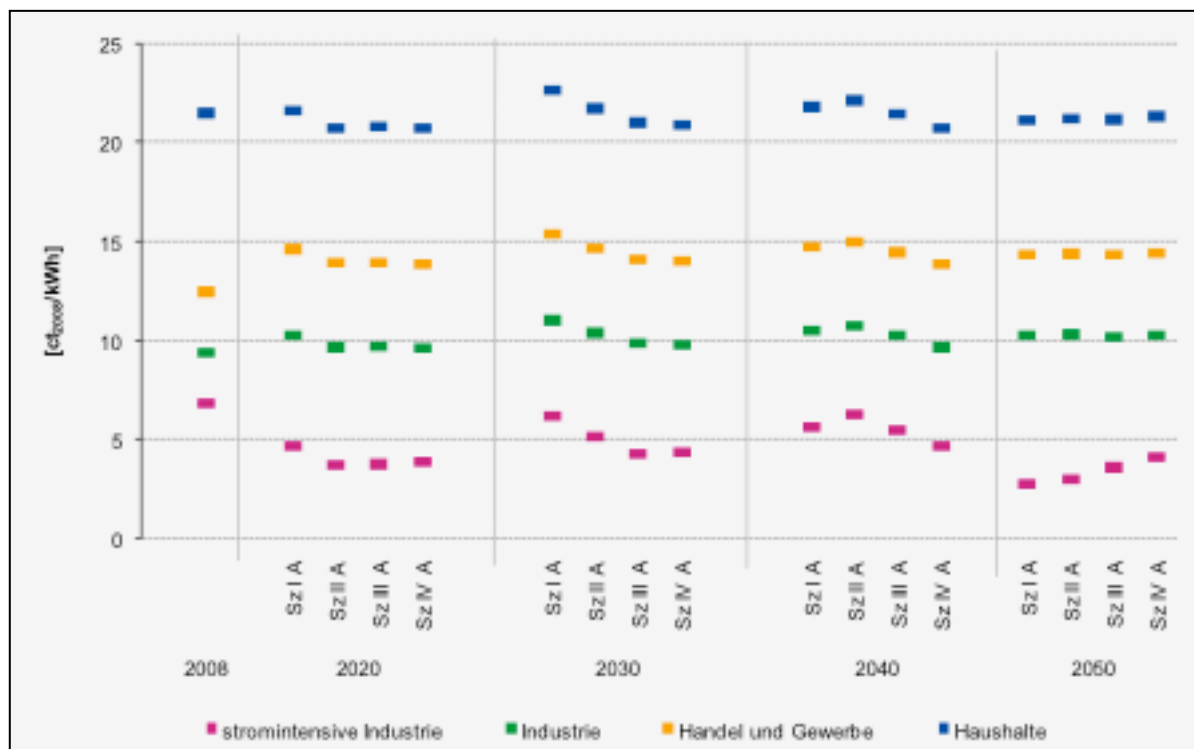
3.7 Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ von Prognos/EWI/GWS im Auftrag der Bundesregierung

Die modellierten Strompreiseffekte in diesem Gutachten können nur als grobe Orientierung für mögliche Strompreiseffekte eines schnellen Kernenergieausstiegs dienen. Dies hat verschiedene Gründe:

- Es wird zwar ein Referenzszenario ohne Laufzeitverlängerung errechnet, in diesem Szenario wird aber – gemäß ehemaligem Ausstiegsbeschluss – erst zwischen 2020 und 2025 das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet. Damit entspricht es nicht einem beschleunigten Ausstieg z. B. bis 2018, wie er heute in der Diskussion ist.
- Zwischen dem Referenzszenario und den Zielszenarien gibt es außer der unterstellten Länge der Kernkraftwerkslaufzeiten noch weitere Unterschiede (insbesondere eine unterschiedliche Entwicklung der Energieeffizienz und damit auch der Stromnachfrage), daher können Strompreiseffekte nicht eindeutig (nur) auf unterschiedliche Laufzeiten zurückgeführt werden.

Im Folgenden wird dennoch für einen allgemeinen Eindruck möglicher Strompreiseffekte in Abhängigkeit von der Länge der Kernkraftwerkslaufzeiten die folgende Abbildung 9 aus der Studie betrachtet.

Abbildung 9: Entwicklung der Endverbraucherpreise (in €-cent₂₀₀₉/kWh) für verschiedene Kundengruppen in den vier Zielszenarien der Szenariogruppe A der Prognos/EWI/GWS-Studie



Quelle: Prognos/EWI/GWS (2010).

In dieser Abbildung werden die Endkundenpreise des Jahres 2008 für verschiedene Kundengruppen mit den entsprechenden Preisen zu unterschiedlichen Zeitpunkten in unterschiedlichen Zielszenarien verglichen. In dem Szenario mit dem schnellsten Ausstieg (Szenario I, Laufzeitverlängerung um nur vier Jahre) liegen die Endverbraucherpreise im Jahr

2020 um ca. 1 €-cent₂₀₀₈/kWh höher als in den anderen Zielszenarien. Im Jahr 2030, wenn der Ausstieg in Szenario I komplett vollzogen ist, liegen die Preise um etwa 1 bis 2 €-cent₂₀₀₈/kWh höher als in den anderen Szenarien. In der Folge verringert sich die Preisdifferenz aber wieder und im Jahr 2050 sind die Preise in Szenario I sogar etwas niedriger – für die stromintensive Industrie sogar deutlich niedriger – als in den anderen Szenarien, die länger auf die Kernenergie setzen.³⁵

Kurzfristig höhere Strompreise infolge eines Ausstiegs aus der Kernenergie können demnach längerfristig durch niedrigere Strompreise wieder (teilweise) kompensiert werden. Die höheren Strompreise gegen Ende der Betrachtungsperiode in den Szenarien mit relativ langen Laufzeitverlängerungen werden in der Studie damit erklärt, dass bestimmte Investitionen, die strompreisstärkend wirken, im Fall eines frühen Ausstiegs nur *vorgezogen* werden, früher oder später also sowieso getätigt werden müssten. Diese Erkenntnis deutet auch darauf hin, dass Studien, die lediglich die Strompreiseffekte bis zu einem angenommenen Ausstiegstermin bzw. bis kurz darüber hinaus untersuchen (wie beispielsweise r2b 2011a/b), ein zumindest unvollständiges Bild liefern.

³⁵ In der Abbildung werden die Preise der Zielszenarien mit den relativ niedrig angenommenen Nachrüstkosten für Kernkraftwerke aufgeführt (Gruppe A). Im Anhang der Prognos/EWI/GWS-Studie finden sich auch die entsprechenden Angaben für die Zielszenarien mit den relativ hoch angenommenen Nachrüstkosten (Gruppe B). Auch hier sind Mitte des Jahrhunderts die Preise für die stromintensive Industrie und im Großhandel niedriger im Szenario I als in den anderen Szenarien mit längeren Laufzeiten. Der Unterschied ist hier allerdings weniger ausgeprägt und die Preise für die restlichen Stromverbraucher sind nahezu identisch zwischen den Szenarien.

3.8 Aussagen weiterer Wissenschaftler

Im Folgenden werden veröffentlichte Einschätzungen weiterer bekannter Wissenschaftler zu der Frage nach den möglichen Strompreiseffekten eines beschleunigten Kernenergieausstiegs wiedergegeben. In diesen Fällen liegen den Aussagen offenbar keine konkreten (eigenen) wissenschaftlichen Untersuchungen zugrunde, oder entsprechende Ergebnisse sind nicht veröffentlicht. Die folgenden Aussagen können insofern auch als „Expertenschätzungen“ eingeordnet werden:

Prof. Martin Faulstich rechnet mit einem „maßvollen Anstieg“ der Strompreise als Folge eines Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2020 oder 2022 (Deutschlandradio 2011). Den sich ergebenden Anstieg bei den Stromkosten beziffert er auf „zehn bis 20 Euro mehr Stromkosten im Monat“ für einen Vier-Personen-Haushalt. Dies entspräche bei einem unterstellten durchschnittlichen Strombedarf eines Vier-Personen-Haushalts in Höhe von 4.500 kWh/a einem Anstieg des Strompreises von etwa 3 bis 5 €-cent/kWh. Allerdings legen die weiteren Ausführungen von Martin Faulstich im Interview nahe, dass auch diese Abschätzung die induzierten Preissteigerungen von (zumindest größtenteils) ohnehin notwendigen Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze beinhaltet.

Nach Auffassung von **Prof. Ottmar Edenhofer** vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) „belegen zahlreiche Gutachten, dass ein schlichtes Festhalten am Kernenergieausstieg die Strompreise nicht wesentlich in die Höhe treiben würde. An dieser Grundaussage würde ich auch mit Blick auf die Abschaltung von sieben Reaktoren festhalten.“ (Handelsblatt 2011)

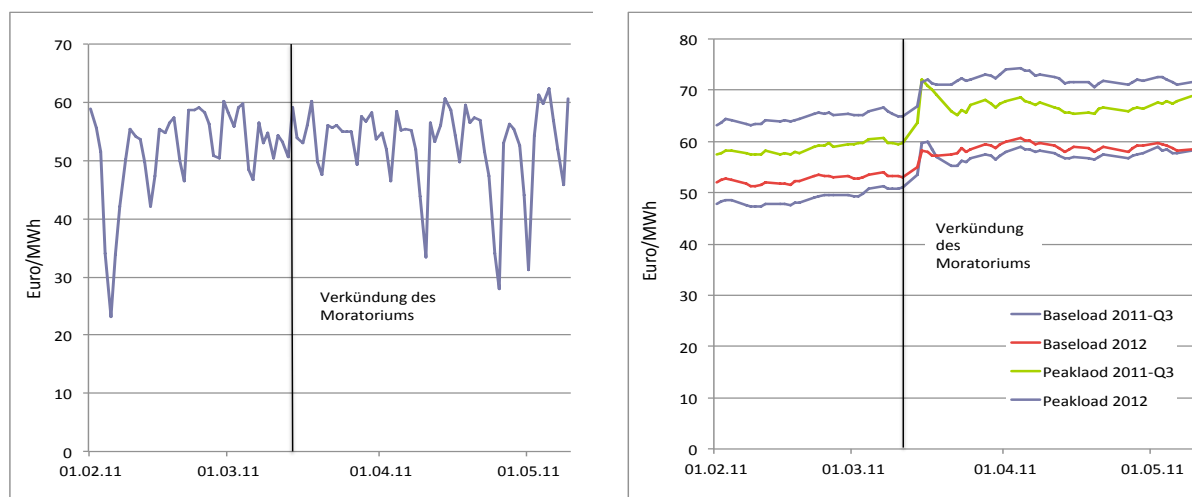
In Medienberichten (Bild 2011, Focus Online 2011) werden außerdem **Prof. Manuel Frondel** vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) sowie **Prof. Uwe Leprich** von der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) des Saarlandes mit Aussagen zu erwarteten Strompreisanstiegen infolge eines vorgezogenen Ausstiegs aus der Kernenergie zitiert. „Sollte die Stromgrundlast künftig nur noch von Stein- und Braunkohle gedeckt werden“, so Frondel, „würde der Strompreis pro Kilowattstunde um bis zu drei Cent steigen“. Unklar ist hier allerdings, auf welchen Strompreis Frondel sich bezieht, insbesondere ob der Großhandelspreis oder der Endverbraucherpreis gemeint ist. Leprich rechnet hingegen bei einem schnellen Ausstieg mit Strompreiseffekten, die „ziemlich marginal“ seien. An der Strombörse steige der Strompreis „wenn überhaupt um gerade einmal 0,2 bis 0,5 Cent pro Kilowattstunde“. Auch die Auswirkungen womöglich teurerer Verschmutzungsrechte für die Betreiber der Kohlemeiler seien gering. Studien oder Berechnungen, die helfen würden die Aussagen von Frondel bzw. Leprich zu untermauern bzw. einzuordnen, liegen unserem Wissen nach nicht vor.

4 Fazit und Auswirkungen auf NRW

Die gegenwärtige Diskussion um einen beschleunigten Kernenergieausstieg wird sehr stark von der Debatte um die damit voraussichtlich verbundenen Strompreiseffekte dominiert. Dabei darf nicht vergessen werden, dass ein beschleunigter Ausstieg auch diverse positive Effekte hat, wie beispielsweise eine Verringerung der nuklearen Risiken oder eine Beschleunigung des ohnehin notwendigen Umbaus des Energiesystems. Eine korrekte Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernkraft sollte diese Aspekte mitberücksichtigen.

Die reinen Strompreiseffekte eines raschen Ausstiegs aus der Kernenergie lassen sich in erster Näherung an den Börsenpreisentwicklungen ablesen. Während der kurzfristige Spotmarkt (links in Abbildung 10) nicht erkennbar auf die Verkündung des Moratorium, d.h. die vorübergehende Abschaltung von sieben älteren Kernkraftwerken reagierte, zeigte sich am Terminmarkt (rechts in Abbildung 10) eine Reaktion. Hier kam es zu einem Preisanstieg für langfristig kontrahierte Stromlieferungen um ca. 10 Euro pro MWh, ein Teil dieses offenbar übertriebenen Anstiegs wurde in den folgenden Tagen allerdings durch Preisrückgänge wieder korrigiert, so dass sich eine gegenüber der Zeit vor dem Moratorium in einer Größenordnung von rd. 5 Euro pro MWh gestiegene Preiserwartung ergibt. Auch die Märkte für längerfristige Kontrakte haben ähnlich reagiert. Wobei es allerdings unklar ist, ob ein Teil der Preissteigerung nicht auch auf andere Einflussfaktoren wie z. B. steigende Ölpreise etc. zurückzuführen sind.

Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise (in €/MWh) auf dem Spotmarkt (links) und auf den Terminmärkten für Grundlast (rechts) zwischen Anfang Februar 2011 und Mitte Mai 2011



Quelle: EPEXSPOT (2011), EEX (2011).

Für die Analyse längerfristiger Strompreiseffekte sind die Börsenpreise, aufgrund noch sehr geringer Handelsmengen für längere Zeiträume und des Fehlens einer geeigneten Referenz, die es ermöglichen würde die Effekte des Ausstiegs von anderen Einflussfaktoren zu isolieren, sowie der noch bestehenden Unsicherheiten über den tatsächlichen Ausstiegsfahrplan nicht geeignet. Hierzu sind differenzierte Strommarktmodellierungen erforderlich.

Trotz der intensiven öffentlichen Diskussion zu den zu erwartenden Strompreiseffekten eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernkraft zeigt die kritische Analyse aktueller veröffentlichter Studien sowie Stellungnahmen, dass derzeit nur wenige differenzierte Untersuchungen

vorliegen, die den in Kapitel 2 abgeleiteten Mindestanforderungen an eine fundierte Untersuchung der Strompreiseffekte erfüllen. Die Mehrzahl der vorhandenen Stellungnahmen bzw. Kurzstudien muss sich diesbezüglich – entweder, weil sie andere Fragestellungen fokussieren oder, weil es sich lediglich um kurze Pressestellungen handelt – auf meist relativ pauschale Plausibilitätsüberlegungen z. B. zu Änderungen der Stromerzeugungskosten beschränken (siehe nachfolgende Tabelle 1).

Aufgrund der methodisch im Wesentlichen stringenten Vorgehensweise sind vor allem die Ergebnisse der aktuellen Studie von r2b für den BDI, die mit Hilfe eines europaweiten Strommarktmodells berechnet worden sind, von hohem Interesse. Die Studie untersucht dabei die Unterschiede zwischen zwei Szenarien, die speziell für die Beantwortung der Frage nach den Strompreiseffekten (ausschließlich) eines Kernenergieausstiegs entwickelt wurden. Ganz ähnlich geht die im Auftrag des VKU erstellte Kurzstudie von enervis vor³⁶:

- Als Referenz wird von r2b ein mit Einschränkungen aus dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Oktober 2010 abgeleitetes Szenario verwendet. Enervis bezieht sich ebenfalls auf das Energiekonzept, geht aber vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion davon aus, dass die sieben derzeit aufgrund des Moratoriums abgestellten Kernkraftwerke nicht mehr ans Netz gehen werden.
- Diesen Referenzentwicklungen wird von beiden Studien jeweils ein Szenario mit einem beschleunigten Ausstieg gegenübergestellt, das sich nur in der Laufzeit der Kernkraftwerke unterscheidet. Die im März 2011 stillgelegten sieben älteren Kernkraftwerke sowie das Kraftwerk Krümmel gehen im Ausstiegsszenario von r2b nicht wieder in Betrieb und die übrigen KKW werden zusammen am 31.12.2017 abgeschaltet. Enervis dagegen geht von einem gestuften Ausstieg aus, der sich aus einer Laufzeitbegrenzung der jüngeren Kernkraftwerke auf 31 Jahre ergäbe. In diesem Szenario werden die derzeit noch betriebenen Kraftwerke zwischen 2015 und 2020 sukzessive außer Betrieb genommen.

Die Studie von r2b stellt dar, dass im Jahr 2020 bei einem vollständigen Kernenergieausstieg bis Ende 2017 die Großhandelsstrompreise um rd. 1,1 ct₂₀₁₁ pro kWh höher liegen könnten als bei einer Entwicklung ohne beschleunigten Ausstieg. Ein zwischenzeitlich größerer Preiseffekt (Differenz von ca. 1,5 ct₂₀₁₁/kWh) zeigt sich dabei unmittelbar nach dem Abschalten der neueren Kernkraftwerke, das relativ willkürlich Ende 2017 erfolgt. Enervis dagegen ermittelt einen durchschnittlichen Preiseffekt während der akuten Ausstiegsphase von 2015 bis 2020 von 0,7 ct₂₀₁₁/kWh, während über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie (2011 bis 2025) die durchschnittliche Preisdifferenz bei 0,36 ct₂₀₁₁/kWh liegt.³⁷ Es kann vermutet werden, dass der geringere ausstiegsbedingte Preiseffekt vor allem auf den *schrittweisen* Ausstieg sowie auf die aktualisierte Referenz, die bereits die Abschaltung der ältesten Kernkraftwerke berücksichtigt, zurückzuführen ist.

³⁶ Leider sind die in beiden Studien eingesetzten europaweiten Strommarktmodelle nicht öffentlich verfügbar dokumentiert, was eine neutrale wissenschaftliche Beurteilung der methodischen Qualität der Analysen stark erschwert.

³⁷ Die maximale Preisdifferenz ergibt sich im Jahr 2017. Dann liegt der Großhandelsstrompreis in dem Szenario mit beschleunigtem Kernenergieausstieg etwa 1,0 ct₂₀₁₁/kWh über dem entsprechenden Preis in dem Szenario mit langsamem Ausstieg.

Tabelle 1: Übersicht über die Aussagen zu Strompreiseffekten in den besprochenen Studien bzw. von den zitierten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern

	Vergleichssituationen bzw. -szenarien für die Ermittlung des Strompreiseffekts	Betrachtungszeitraum /-punkt	Auswirkungen (ausschließlich) eines schnellen/schnelleren Kernenergieausstiegs auf...				Ges. Strompreisanstieg für Privat-HH 2020 vs. 2010/2011 (pro kWh)	Anmerkungen
			Ø-Kosten d. Stromerzeug. (pro kWh)	den Strompreis (pro kWh)				
				Großhandel (Grundl.)	Privathaushalte	stromintensive Industrie		
r2b energy consulting (BDI)	Ausstieg bis 2017 gegenüber Laufzeitverlängerung etwa nach Energiekonzept	2012 – 2020	k. A.	+1,1 ct (in 2020)	+0,7 ct (in 2020)	+1,3 ct (in 2020)	Energiekonzept: +3,3 ct Ausstieg 2017: +4,2 ct	Berechnung von zwei Szenarien unter Rückgriff auf ein Strommarktmodell**)
Öko-Institut (WWF)	Ausstieg zw. 2015 und 2020 gegenüber Laufzeitverlängerung nach Energiekonzept	k. A.	k. A.	+0,5 ct, max. +1 ct	+0,13 ct, max. +0,25 ct	+0,25 ct, max. +0,5 ct	k. A.	Grobabschätzung einer Obergrenze über Modellierung und empirische Untersuchungen
enervis energy advisors (VKU)	Ausstieg bis 2020 (Laufzeit 31 Jahre) gegenüber langsamem Ausstieg (Energiekonzept mit Sofortabschaltung der sieben ältesten KKW)	2011 - 2025	k. A.	+0,7 ct (Ø 2015-2021) +0,36 ct (Ø 2011-2025)	k. A.	k. A.	k. A. (Großhandelspreis steigt 2,1 ct bei langsamem Ausstieg, 2,9 ct bei schnellem Ausstieg)	Berechnung von zwei Szenarien unter Rückgriff auf ein Strommarktmodell**) (nur Großhandelspreise angegeben)
dena	Ausstieg bis 2020/2025 gegenüber heute	2020	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Energiewende: +4 bis +5 ct	Nur <i>gesamter</i> Strompreisanstieg einer umfassenden Energiewende; explizite Kostenabschätzung (3,5 ct für Erzeugungsseite + 1 ct für Netzausbau)
Prognos/EWI/GWS (Bundesregierung)	Ausstieg bis ca. 2025 gegenüber Ausstieg bis ca. 2050	2020 – 2050	ca. +0,2 ct (in 2050)	ca. +0,75 ct (in 2020) ca. -1,5 ct (in 2050)	ca. +1 ct (in 2020) ca. -0,1 ct (in 2050)	ca. +1 ct (in 2020) ca. -1,5 ct (in 2050)	Ausstieg 2025: ca. +0,2 ct Ausstieg 2050: ca. -0,8 ct	Keine Angaben für das Referenzszenario, das keine Laufzeitverlängerungen vorsieht; gesamter Strompreisanstieg hier: 2020 gegenüber 2008
Prof. Hohmeyer	Vollständiger Kernenergieausstieg gegenüber gegenwärtiger Erzeugungsstruktur	k. A.	+0,4 ct	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Plausibilitätsüberlegung: Ersatz der Kernkraftwerke durch Kohlekraftwerke
Prof. Kemfert	Ausstieg bis 2022 gegenüber heute	2020	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Energiewende: +1,4 bis +1,6 ct ^{*)}	Nur <i>gesamter</i> Strompreisanstieg einer umfassenden Energiewende
Prof. Faulstich	Ausstieg bis 2020 oder 2022	2020/2022	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Energiewende: +2,7 bis +5,3 ct	Nur <i>gesamter</i> Strompreisanstieg einer umfassenden Energiewende
Prof. Leprich	„Schnellerer“ Ausstieg gegenüber heute	k. A.	k. A.	max. +0,2 bis 0,5 ct	k. A.	k. A.	k. A.	Hintergrund der Aussage unbekannt

*) Die Veröffentlichungen von Kemfert machen widersprüchliche Aussagen zu diesem Wert des gesamten Strompreisanstiegs bis 2020 (vgl. Abschnitt 3.5).

**) Genauere Beschreibungen des verwendeten europaweiten Strommarktmodells sind nicht verfügbar. Daher kann die Qualität des Modells hier nicht bewertet werden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der genannten Studien bzw. der Aussagen der jeweiligen Forscherinnen und Forscher (für Quellenangaben siehe jeweilige Ausführungen in Abschnitten 3.1 - 3.8).

Zusätzlich vernachlässigt die r2b-Studie einige wichtige mit einem rascheren Ausstieg voraussichtlich verbundene Effekte. Diese sind vor allem der zu erwartende beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien bei einem frühzeitigen Ausstieg sowie die bereits im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigten verstärkten Anstrengungen zur Stromersparung. Beide Effekte würden sich über die im Markt strompreisbestimmende Merit Order, unterstützt durch einen ggf. intensiver werdenden Wettbewerb am Strommarkt, tendenziell mäßigend auf potenzielle Strompreisanstiege auswirken.

Die Analysen des Öko-Instituts unterstützen die Vermutung, dass die r2b-Studie den zukünftigen Strompreisanstieg infolge eines frühzeitigen Kernenergieausstiegs eher überschätzt. Das Öko-Institut grenzt über unterschiedliche methodische Herangehensweisen den maximal zu erwartenden ausstiegsbedingten Anstieg der Großhandelspreise auf etwa 0,5 ct/kWh ein.

In diesem Sinne kann auf der Basis der bisher vorliegenden Studien die Größenordnung von 0,5 bis 1 ct/kWh als realistische Obergrenze eines ausstiegsbedingten Preisanstiegs zum Ende dieses Jahrzehnts gelten. Dies wird weiter unterstützt durch Plausibilitätsüberlegungen z. B. von Hohmeyer, die nahelegen, dass die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten nur um rd. 0,4 ct/kWh ansteigen.

Dass sich dieser Preisanstieg nach 2020 wieder verringern wird und möglicherweise sogar umkehren wird, d. h. dass ein rascherer Ausstieg langfristig sogar zu geringeren Großhandelspreisen für Strom führen kann, zeigen sowohl die Analysen von enervis als auch die Studie von Prognos/EWI/GWS (2010).

Auf die für die politische Diskussion entscheidenden Endkundenpreise wirkt sich der mögliche Anstieg der Großhandelspreise wiederum abgeschwächt aus. Dieser abschwächende Effekt ist besonders stark bei den Haushaltskunden, die laut r2b in 2020 mit um etwa 0,7 ct/kWh höheren Strompreisen rechnen müssen³⁸. Für einen Durchschnittshaushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh würden dann pro Jahr maximal bis zu rund 25 Euro zusätzlich anfallen. Für die stromintensive Industrie könnte die Auswirkung mit bis zu 1,3 ct/kWh, wenn den Ergebnissen der Studie von r2b gefolgt wird, dagegen deutlicher ausfallen, insbesondere weil hier keine Kompensation durch die in Folge höherer Großhandelspreise sinkende EEG-Umlage entsteht. Prozentual kann dieser Anstieg sehr signifikant sein. Insgesamt würde sich ein solcher – als deutliche Obergrenze zu verstehender Anstieg der Strombezugskosten – für die stromintensive Industrie Deutschlands auf rund 0,5 bis 1 Mrd. Euro pro Jahr belaufen³⁹. Aufgrund der hohen Bedeutung der stromintensiven Industrie in Nordrhein-Westfalen würde ein relativ großer Anteil dieser Mehrbelastung auf Unternehmen in NRW entfallen, die insofern besonders betroffen wären. Bei dieser Größenordnung erscheint es sinnvoll, Möglichkeiten für eine etwaige Kompensationen für dadurch (kurz- bis mittelfristig) möglicherweise entstehende Wettbewerbsnachteile zu prüfen.

³⁸ Die Kurzstudie von enervis für den VKU gibt keine Preiseffekte für Endkunden an. Da in dieser Studie allerdings sowohl die maximale als auch die durchschnittliche Differenz der Großhandelspreise niedriger liegt als in der r2b-Studie, ist davon auszugehen, dass sich auf Grundlage der enervis-Studie (noch) niedrigere Strompreiseffekte für Haushaltskunden ergeben würden. (Dabei ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse beider Studien aufgrund der unterschiedlichen Annahmen – insbesondere bezüglich der Annahmen über die sieben ältesten Kernkraftwerke – nur eingeschränkt miteinander verglichen werden können.)

³⁹ Grobabschätzung basierend auf einem maximal erwartbaren Anstieg der Großhandelspreise um 0,5 bis 1 ct/kWh, bezogen auf die im EEG privilegierte Strommenge. Dies wäre weniger als die Hälfte der Ermäßigungen, die die stromintensive Industrie derzeit im Rahmen der Ausnahmeregelungen im EEG erhält.

Entsprechende Kompensationen bzw. (weitergehende) steuerliche Ausnahmetatbestände sollten – auf Grundlage wissenschaftlicher Untersuchungen – auf die tatsächlich in signifikantem Maße mit internationalen Wettbewerbern konkurrierenden stromintensiven Branchen bzw. Unternehmen begrenzt werden. Zumindest für die vergangenen drei Jahre gibt es allerdings dem BMU (2011) zufolge keine Anzeichen für grundsätzliche Wettbewerbsnachteile der deutschen Industrie gegenüber ihrer ausländischen Konkurrenz als Folge von höheren Strompreisen.

Eine in jedem Fall sinnvolle Möglichkeit, die Auswirkungen auf die Industrie aber auch auf die übrigen Verbraucher zu begrenzen, stellt eine gezielte Unterstützung bei der verstärkten Erschließung der Energieeffizienzpotenziale dar. Die realisierbaren Einsparpotenziale beim Strombedarf der verschiedenen Verbrauchergruppen werden bis etwa 2020 auf eine Größenordnung von je nach Maßnahmenkatalog 13 bis 23 % geschätzt (DENEFF 2011). Hierdurch könnten die sich ggf. ergebenden Mehrbelastungen durch (auf verschiedene Gründe zurückzuführende) *spezifische* Strompreisanstiege teilweise oder vollständig in der für die Gesamtkosten relevanten Stromrechnung kompensiert werden. (Näheres zu den Möglichkeiten der Umsetzung von Stromeinsparungen siehe z. B. DENEFF 2011 und Wuppertal Institut 2011.)

Obwohl sich die aus einem früheren Ausstieg aus der Kernenergie ergebende erhöhte Belastung für Haushalte und Gewerbekunden aus den o. g. Gründen in Grenzen hält, kann es zudem erforderlich sein für sozial schwächere Haushalte (insbesondere solche an der Grenze zu Hartz IV) Kompensationsmaßnahmen zu erwägen.

Die Zusammenstellung des derzeit öffentlich verfügbaren Wissensstands (siehe vorangegangene Tabelle für eine Übersicht) zeigt also, dass die bereits jetzt an den Terminbörsen eingepreiste Strompreiserhöhung von rund 0,5 bis 1 Cent pro kWh wahrscheinlich auch mittelfristig, d. h. bis 2020 eine Obergrenze für die sich durch einen frühzeitigen Kernenergieausstieg ergebenden Großhandelspreiserhöhungen darstellt. Längerfristig ist es dagegen möglich, dass ein Kernenergieausstieg sogar zu niedrigeren Strompreisen führt. Dennoch kann die mittelfristige Preiswirkung vor allem für die stromintensive Industrie, aber auch für einkommensschwache Haushalte signifikant sein. Allerdings zeigt sich deutlich, dass sich die zentralen Strategien zur Unterstützung des Ausstiegs (s. näher dazu Wuppertal Institut 2011), d. h. unter anderem ein weiter beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sowie ein verstärktes Lastmanagement, dämpfend auf die Strompreiseffekte im Großhandel auswirken. Forcierte Aktivitäten zur Stromeinsparung können darüber hinaus signifikant die *absolute* Stromkostenbelastung der Kunden verringern und so die *spezifischen* Preiserhöhungen zum Teil oder auch vollständig ausgleichen.

5 Literatur

AG Energiebilanzen (2011): Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2010 (in TWh) Deutschland insgesamt, <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>, Zugriff am 16.05.2011.

Augsburger Allgemeine (2011): Interview mit dena-Geschäftsführer Stephan Kohler, in: Augsburger Allgemeine v. 23.04.2011.

BDEW (2011): BDEW-Analyse März 2011: Stromerzeugung, Stromaustausch, Preise, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/4837358CC7D21FB0C1257869004017CB/\\$file/110404%20BDEW%20Analyse%20Maerz2011%20Erzeugung%20Austausch%20Preise.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/4837358CC7D21FB0C1257869004017CB/$file/110404%20BDEW%20Analyse%20Maerz2011%20Erzeugung%20Austausch%20Preise.pdf), Zugriff am 16.05.2011.

BDI (2011): Pressemitteilung: Wissenschaftliche Analyse zu schnellem Kernenergieausstieg, http://www.bdi.eu/Pressemitteilungen_Energiekostenstudie_24_04_2011.htm, Zugriff am 16.05.2011.

Bild (2011): Sieben Kernkraftwerke werden abgeschaltet – Wo kommt unser Strom jetzt her?, in: Bild v. 16.03.2011.

BMU (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

BMU (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

BMU (2011): Einfluss der Umwelt- und Klimapolitik auf die Energiekosten der Industrie - mit Fokus auf die EEG-Umlage, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_stromkosten_bf.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

BMWi/BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zugriff am 16.05.2011.

Braunschweiger Zeitung (2011): Das Interview – „Deutschland könnte schon 2014 aus der Atomkraft aussteigen“, in: Braunschweiger Zeitung v. 17.03.2011.

- dena (2005):** Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 – Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_I.pdf, Zugriff am 16.05.2011.
- dena (2010):** dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025., http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien_Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, Zugriff am 16.05.2011.
- dena (2011):** Pressemitteilung: Energiewende kostet, aber es lohnt sich, <http://www.dena.de/themen/thema-reg/pressemitteilungen/pressemeldung/energiewende-kostet-aber-es-lohnt-sich/>, Zugriff am 16.05.2011.
- DENEFF (2011):** 10-Punkte Sofortprogramm: wirtschaftlicher und schneller Atomausstieg durch Energieeffizienz, http://www.deneff.org/cms/index.php/news-reader/items/id-10-punkte-sofortprogramm.html?file=tl_files/Infomaterial/Presse/20110407%20DENEFF_Expertise%2010%20Punkte%20Sofortprogramm%20Energieeffizienz.pdf, Zugriff am 16.05.2011.
- DerWesten (2011):** Was uns der Ausbau der Stromnetze kostet, <http://www.derwesten.de/nachrichten/wirtschaft-und-finanzen/Was-uns-der-Ausbau-der-Stromnetze-kostet-id4622421.html>, Zugriff am 16.05.2011.
- Deutschlandradio (2011):** Interview – „Es muss sich keiner Sorgen machen, dass hier die Lichter ausgehen“, <http://www.dradio.de/dkultur/sendungen/interview/1438091/>, Zugriff am 16.05.2011.
- EEX (2011):** Marktdaten, <http://www.eex.com/de/Marktdaten>, Zugriff am 16.05.2011.
- enervis (2011):** Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung – Kurzstudie, http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/110509_kurz_gutachten_enervis_atomausstieg_2020.pdf, Zugriff am 16.05.2011.
- EPEXSPOT (2011):** Intraday, <http://www.epexspot.com/en/market-data/intraday>, Zugriff am 16.05.2011.
- EWI/EEFA (2007):** Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/Gutachten/2008_Studie_2030_EB_22.08.08_Final.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

Focus Online (2011): Atomausstieg – Auswirkungen auf Strompreise umstritten, http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/atomausstieg-auswirkungen-auf-strompreise-umstritten_aid_609335.html, Zugriff am 16.05.2011.

Frankfurter Rundschau (2011): Kleine Beträge, große Folgen, in: Frankfurter Rundschau v. 17.04.2011.

Greenpeace (2011): Der Plan – Deutschland ist erneuerbar!, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/DerPlan.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

Handelsblatt (2011): Ottmar Edenhofer: Die Strompreise steigen nicht wesentlich, in: Handelsblatt v. 16.03.2011.

Hohmeyer (2010): 2050. Die Zukunft der Energie. Der Weg in das regenerative Zeitalter und die Folgen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den Ausbau erneuerbarer Energien und dezentraler Mikro-Blockheizkraftwerke, http://www.lichtblick.de/uf/Studie_2050_Die_Zukunft_der_Energie.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

IEA (2010): World Energy Outlook 2010, Paris.

Kemfert, C. (2011): Wie teuer wird die Energiewende? http://www.claudiakemfert.de/no_cache/todaysclimate/detailansicht/period/1305629712///article/10/wie_teuer_wird_die_energiewende.html, Zugriff am 16.05.2011.

Luhmann, H.-J. (2011): Außenansicht – Politik als Rechenaufgabe, in: Süddeutsche Zeitung v. 30.04.2011.

Öko-Institut (2009): Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_strompreiseffekte_bf.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

Öko-Institut (2011a): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte – Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, <http://www.oeko.de/oekodoc/1121/2011-008-de.pdf>, Zugriff am 16.05.2011.

Öko-Institut (2011b): Atomstrom aus Frankreich?, Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland, <http://www.oeko-institut.de/oekodoc/1130/2011-015-de.pdf>, Zugriff am 16.05.2011.

Prognos/EWI (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/energieszenarien->

[fuer-energiegipfel-2007,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-fuer-energiegipfel-2007,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf), Zugriff am 16.05.2011.

Prognos/EWI/GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zugriff am 16.05.2011.

r2b (2011a): Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017 – Kurzfassung, http://www.r2b-energy.com/pdf/Kurzfassung_Ausstieg2017.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

r2b (2011b): Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017 – Ergebnisfoliensatz, http://www.r2b-energy.com/pdf/Folien_Ausstieg2017.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

r2b/EEFA (2010): Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, http://www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BDI_Laufzeitverl%EAngerung_KKW_r2b_EEFA.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare.pdf?__blob=publicationFile, Zugriff am 16.05.2011.

Süddeutsche Zeitung (2011): Kosten des Atomausstiegs – 240 Euro für die Energiewende, in: Süddeutsche Zeitung v. 18.04.2011.

Traber, T./Kempf, C. (2009): Gone with the wind? Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply, Discussion Papers 852, DIW Berlin.

Wuppertal Institut (2011): Den Umbau des Energiesystems risikoarm und richtungssicher voranbringen – Einschätzungen des Wuppertal Instituts nach dem Reaktorunfall in Japan, http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/WI-Thesen_Energieversorgung.pdf, Zugriff am 16.05.2011.

ZNES (2011): Atomausstieg 2015 und regionale Versorgungssicherheit – Kurzgutachten, http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/Kurzgutachten_Atomausstieg_2015_Uni_Flensburg.pdf, Zugriff am 16.05.2011.