

Modelle für Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissenkungen

Kurzanalyse

Berlin, den 5. August 2005

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 50 02 40
D-79028 Freiburg
Tel.: 0761-4 52 95-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: 06151-8191-0

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: 030-28 04 86 80

INHALTSVERZEICHNIS

1 HINTERGRUND 5

2 DAS MENGengerÜST DES RESTSTROMMengenMODELLS NACH ATG 2002 6

3 DAS MENGengerÜST EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG UM 8 JAHRE 8

4 DIE WIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTE LAUFZEITVERLÄNGERUNG UM 8 JAHRE 10

5 DAS VORGESCHLAGENE KOMPENSATIONSMODELL 14

6 ZUSAMMENFASSUNG 16

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 Auslaufen der Stromproduktion in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 6

Abbildung 2 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern 7

Abbildung 3 Auslaufen der Stromproduktion in den deutschen AKW nach einem Reststrommengenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre 8

Abbildung 4 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern 9

Abbildung 5 Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern 9

Abbildung 6 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX, 2003-2005 11

Abbildung 7 Zusatzgewinne (nominal) der KKW-Betreiber aus einem Laufzeitverlängerungsmodell bei einer Differenz zwischen Marktpreis und Betriebskosten von 20 €/MWh 12

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 Exemplarische Differenzierung der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren 13

1 Hintergrund

Im Handelsblatt vom 4. August 2005 („Längere Laufzeiten sollen Milliarden kosten“) ist erstmals ein Modell der CDU zur Verlängerung der Laufzeiten für die deutschen Kernkraftwerke über die in der Atomgesetznovelle von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus spezifiziert worden, mit dem gleichzeitig eine Senkung der Strompreise – zumindest für energieintensive Industrien – erreicht werden soll.

Die Grundzüge dieses Modells können auf der Grundlage der Darstellungen im o.g. Artikel wie folgt beschrieben werden:

- Die Laufzeiten der Kernkraftwerke sollen gegenüber dem Modell des AtG 2002 um 8 Jahre verlängert werden.
- Diese politische Entscheidung soll an die Abgabe einer Selbstverpflichtungserklärung geknüpft werden, einen Teil – genannt wird die Hälfte – der mit einer Laufzeitverlängerung verbundenen zusätzlichen Erträge – genannt wird dafür ein Volumen von 20 Mrd. €– in einen Fonds einzuzahlen.
- Dieser Fonds soll durch die Stromwirtschaft selbst verwaltet werden, die Zuflüsse sollen ebenfalls innerhalb der Branche ausgehandelt werden.
- Mit den Mitteln aus dem Fonds sollen die Strompreise für die Industrie reduziert werden. Als bestes Modell soll die Senkung der Strompreise für Industrie und Gewerbe aus diesem Fonds direkt erfolgen. Hilfsweise soll ein Härtefallmodell verfolgt werden, bei dem nur die besonders energieintensiven Industriezweige entlastet werden.
- Konflikte mit dem EU-Beihilferecht werden seitens der Autoren des Modells nicht gesehen.

Mit den nachfolgenden Überlegungen wird versucht, das vorgeschlagene Modell quantitativ zu spezifizieren und verschiedene Umsetzungsaspekte näher zu diskutieren.

Dazu müssen zwar eine Reihe von Modellannahmen getroffenen bzw. Vereinfachungen vorgenommen werden, das wesentliche Ziel ist jedoch die Quantifizierung der entsprechenden Größenordnungen und Verteilungseffekte.

Eine juristische Prüfung des vorgeschlagenen Modells ist nicht Gegenstand der hier vorliegenden Kurzanalyse. Es wird diesbezüglich nur auf diejenigen Problembereiche hingewiesen, aus denen sich im Parallelschluss zu anderen Regelungs- und Diskussionsbereichen Probleme bzw. Hindernisse ergeben dürften.

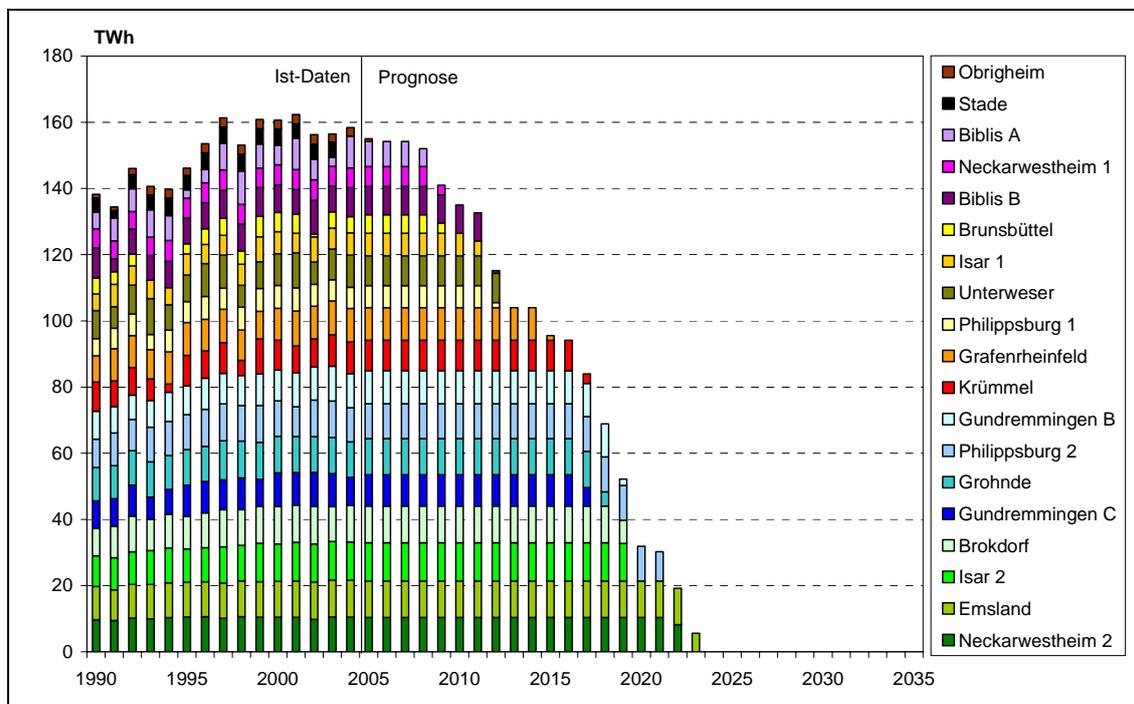
Schließlich sind Sicherheitsfragen und die Notwendigkeit von Nachrüstinvestitionen, die sich im Kontext möglicher Laufzeitverlängerungen für die deutschen KKW ergeben können und in der politischen Diskussion ebenfalls eine Rolle spielen, nicht Gegenstand der hier angestellten Überlegungen.

2 Das Mengengerüst des Reststrommengenmodells nach AtG 2002

Zum 31. Dezember 2004 war die nach AtG 2002 noch verfügbare Reststrommenge für die deutschen AKW von 2.623,3 TWh (Stand 1. Januar 2000) auf 1.829 TWh zurückgegangen. Bis zum Mai 2005 sind zwei KKW (KKW Stade mit 640 MW am 14. November 2003 sowie KKW Obrigheim mit 340 MW am 11. Mai 2005) stillgelegt worden, die Wiederinbetriebnahme des KKW Mülheim-Kärlich (1.219 MW) wird nach den Vereinbarungen des Atomkonsenses nicht weiterverfolgt.

Unter Berücksichtigung der bereits erfolgten bzw. der zu erwartenden Übertragungen von Reststrommengen, die im Rahmen des AtG 2002 bzw. der anderen getroffenen Vereinbarungen ermöglicht wird, ist der in Abbildung 1 gezeigte Verlauf für die Stromerzeugung in den deutschen KKW zu erwarten.

Abbildung 1 Auslaufen der Stromproduktion in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002



Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen

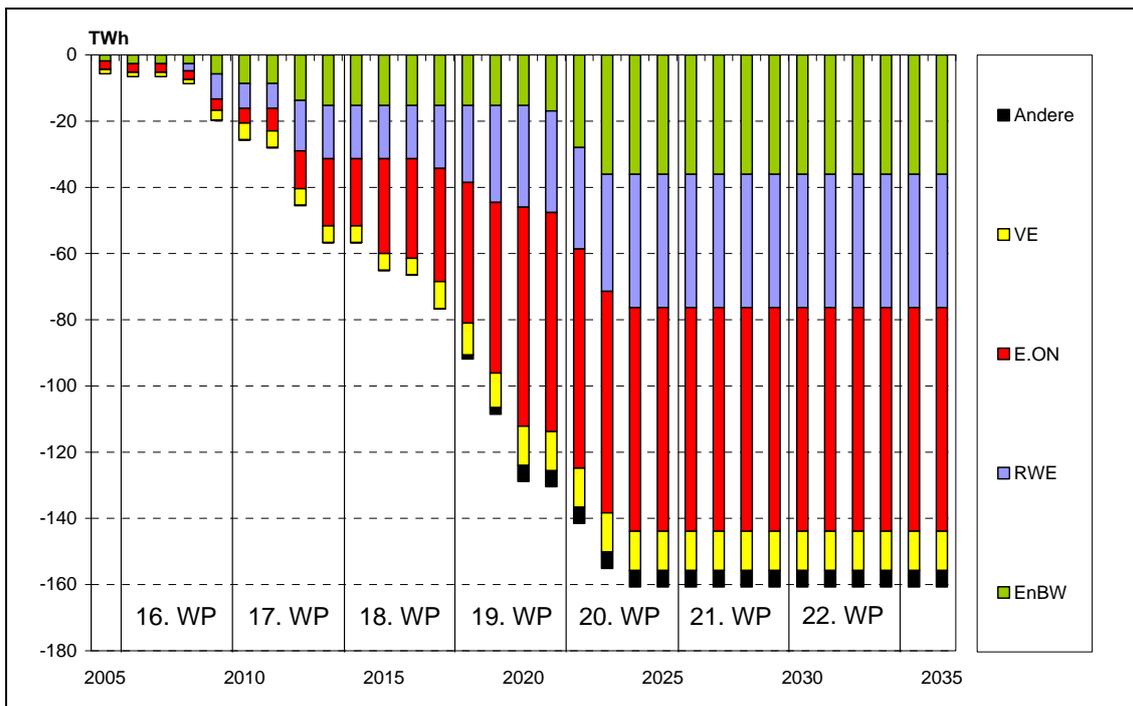
Die in diesem Erzeugungspfad ausfallenden Stromerzeugungsmengen in den deutschen KKW sind dabei für die verschiedenen Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Zeitverlauf sehr unterschiedlich (vgl. Abbildung 2).

Bis zum Jahr 2010 werden nach dem Modell des AtG 2002 – durchgerechnet über die Anteilseignerschaft an den einzelnen KKW – vor allem für EnBW (9 TWh) und RWE (8 TWh) sowie in geringerem Maße Vattenfall Europe (5,0 TWh) und E.ON (4 TWh) größere Stromerzeugungsmengen der KKW ausfallen, in der Dekade 2010-2020 werden vor allem E.ON (62 TWh) und in geringerem Umfang RWE (23 TWh) sowie Vattenfall

Europe und EnBW (jeweils ca. 7 TWh) KKW-Stromerzeugung ersetzen müssen. In der dritten Dekade ist dann wiederum EnBW (21 TWh) besonders betroffen, die Erzeugungsausfälle der anderen EVU liegen hier mit 10 TWh (RWE) sowie 1 TWh (Vattenfall Europe) deutlich geringer.

Werden die im Zeitverlauf abzuschaltenden KKW nach einer eher politischen Zeiteinteilung gruppiert, dann ergibt sich in der nächsten (16.) Wahlperiode des Deutschen Bundestages ein besonderer Schwerpunkt bei RWE (Ausfall von 8 TWh Jahresstromerzeugung in KKW) und bei EnBW (4 TWh). In den darauf folgenden Wahlperioden liegt die Betroffenheit vor allem bei E.ON (Ausfall von 17, 14 und 32 TWh) und in deutlich geringerem Ausmaß bei RWE (9, 3 und 12 TWh) sowie EnBW (insgesamt 11 TWh) und Vattenfall Europa (zusammen 9 TWh). In der 20. Wahlperiode sind dann vor allem EnBW (20 TWh) und RWE (10 TWh) vom Auslaufen der KKW-Stromerzeugung betroffen.

Abbildung 2 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern



Quelle: eigene Berechnungen

Im Zeitverlauf sind also die unterschiedlichen EVU sehr unterschiedlich vom Auslaufmodell des AtG 2002 betroffen, wenngleich durch die Flexibilisierungsoption des AtG 2002 noch gewisse Unsicherheiten verbleiben, da die Unternehmen in diesem Rahmen ältere Kernkraftwerke früher vom Netz nehmen und dafür jüngere Kernkraftwerke länger betreiben könnten. Eine grundlegende Änderung des zeitlichen Rahmens für das Auslaufen der KKW-Stromerzeugung in Deutschland würde sich damit wahrscheinlich

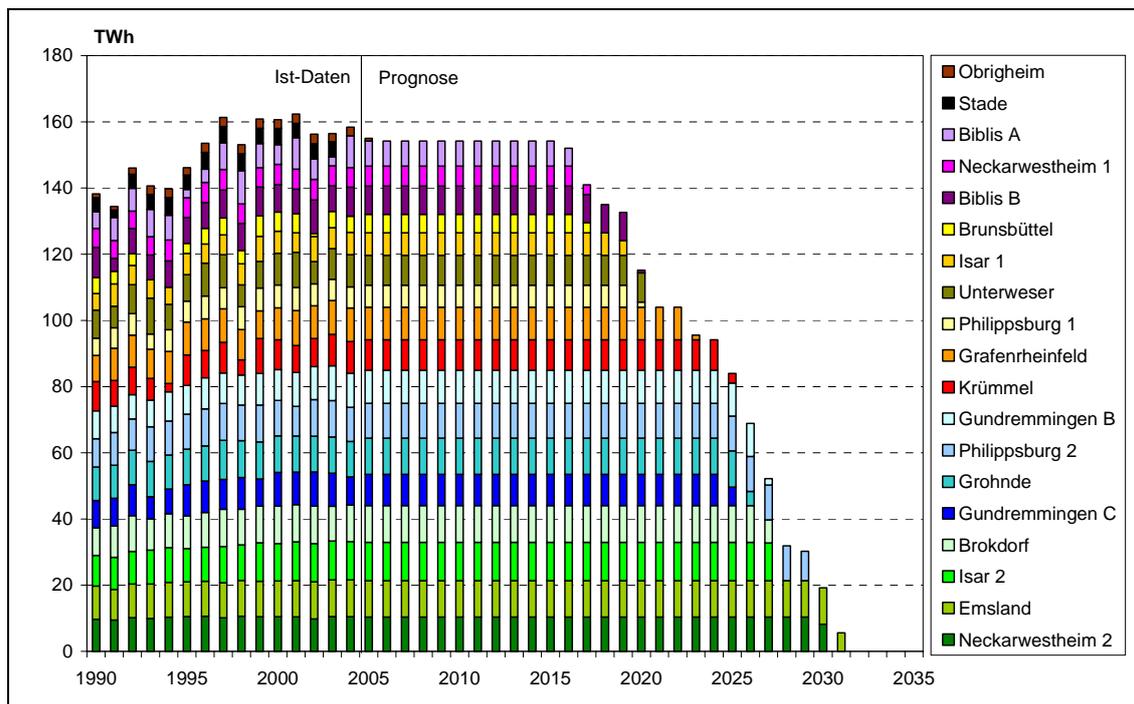
nur dann ergeben, wenn von dieser Flexibilisierungsoption in erheblichem Maß Gebrauch gemacht würde. Dies ist derzeit noch in keiner Weise abzusehen.

3 Das Mengengerüst einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre

Eine Verlängerung der Laufzeiten um 8 Jahre bzw. die Ausweitung der Reststrommengen um acht durchschnittliche Jahresproduktionsmengen würde die derzeit noch verfügbare Reststrommenge von 1.829 TWh auf 3.062 TWh vergrößern, dies entspricht einer Ausweitung um etwa 67%. Dabei wurde unterstellt, dass die bereits abgeschalteten KKW Stade, Obrigheim und Mülheim-Kärlich keine zusätzliche Ausstattung mit Reststrommengen erhalten würden (und diese dann auf andere Anlagen übertragen könnten – dies würde dem Verfahren entsprechen, das im AtG 2002 für die an das KKW Mülheim-Kärlich in Ansatz gebracht wurde).

Ohne Berücksichtigung von weiteren Reststrommengenübertragungen ergibt sich das in Abbildung 3 gezeigte Bild.

Abbildung 3 Auslaufen der Stromproduktion in den deutschen AKW nach einem Reststrommengenmodell mit Laufzeitverlängerung um 8 Jahre

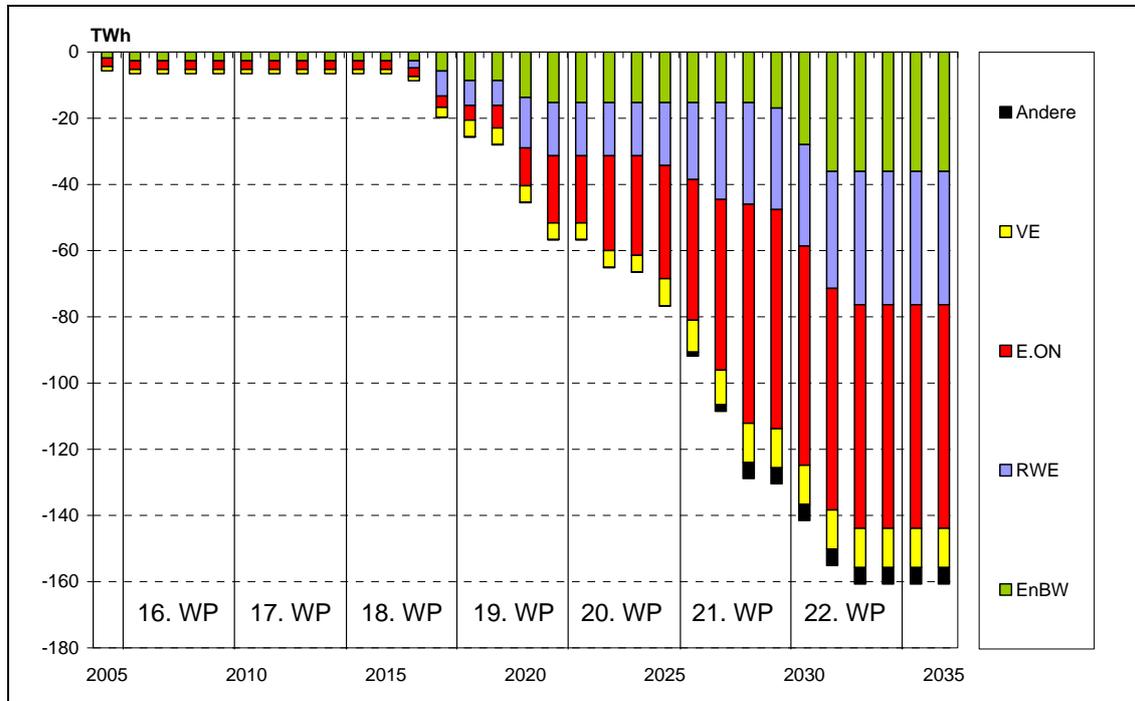


Quellen: IAEA, Deutsches Atomforum, BfS, eigene Berechnungen

Die Stromerzeugung in KKW würde danach nicht bereits im Jahr 2023 auslaufen, sondern würde bis zum Jahr 2031 gestreckt. Vor allem im Zeitraum bis 2015 würde die Stromerzeugung aus KKW stabilisiert, der Auslaufpfad würde dann erst ab dem Jahr 2016 beginnen. Entsprechend würde sich die Beschaffung von Ersatzstrommengen für

die einzelnen Betreiber erheblich verändern, erst ab dem Jahr 2017 müssten die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten sukzessive ersetzt werden (Abbildung 4).

Abbildung 4 Ausfallende (kumulierte) Stromerzeugung in den deutschen AKW nach dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 nach Anteilseignern



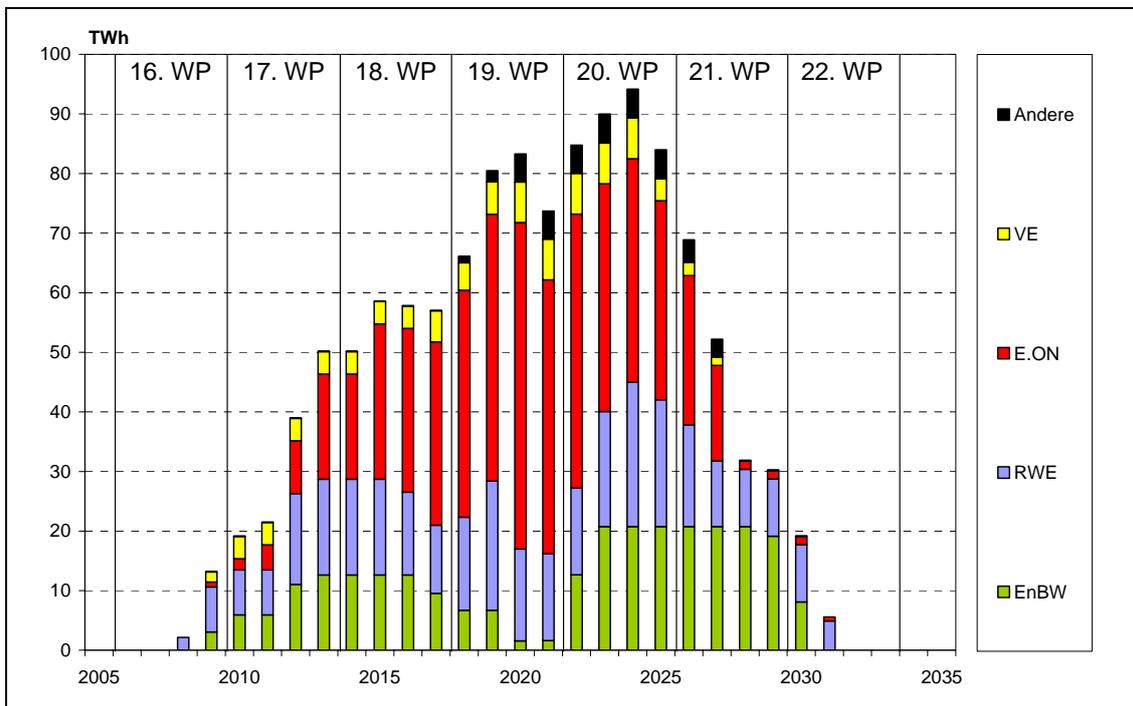
Quelle: eigene Berechnungen

Das Muster der Betroffenheit für die unterschiedlichen Betreiber würde sich im Zeitraum ab 2017 gegenüber dem Reststrommengenmodell des AtG 2002 dann natürlich nicht verändern. Zunächst wären RWE und EnBW, danach vor allem E.ON sowie danach wiederum RWE und EnBW besonders betroffen.

Die Abbildung 5 zeigt die Differenz der Stromerzeugungsmengen in den betroffenen deutschen KKW. Bis zum Jahr 2025 würden die Energieversorger in einem Modell mit Laufzeitverlängerung gegenüber dem Auslaufmodell des AtG 2002 zusätzliche Stromerzeugungsmengen von jährlich bis zu 95 TWh gewinnen, wobei die zusätzlichen Mengen sich erst im Zeitverlauf ergeben und insbesondere erst ab dem Jahr 2010 eine signifikante Größenordnung erreichen. Nach dem Jahr 2025 würden die jährlich verfügbaren zusätzlichen Stromerzeugungsmengen dann jedoch relativ schnell wieder abschmelzen.

Nutznießer des gestreckten Auslaufpfades wären im Zeitverlauf zunächst vor allem RWE und EnBW, ab dem Jahr 2015 dann jedoch überwiegend E.ON und ab dem Jahr 2025 dann wiederum vor allem RWE und EnBW.

Abbildung 5 Zusätzliche Stromerzeugungsmengen aus KKW bei Laufzeitverlängerungen nach Anteilseignern



Quelle: eigene Berechnungen

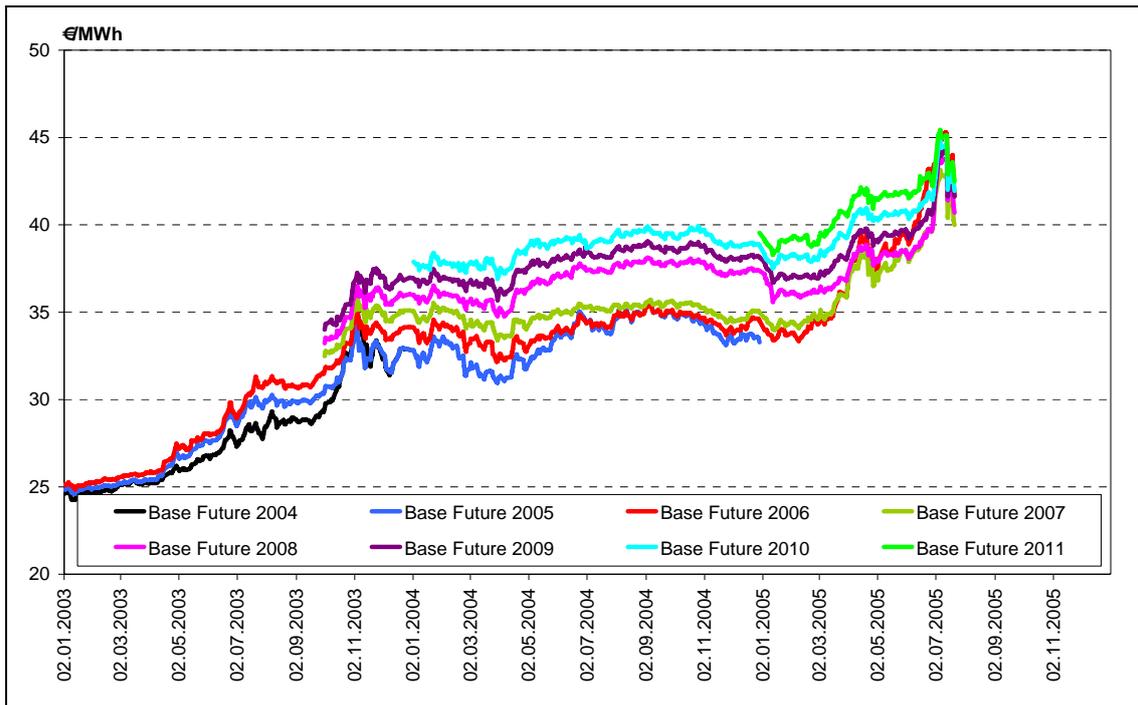
4 Die wirtschaftlichen Effekte von Laufzeitverlängerungen um 8 Jahre

Mit dem Übergang zu liberalisierten Strommärkten ergeben sich die Strompreise nach dem Prinzip der Grenzkosten. Die Großhandelspreise für Elektrizität richten sich damit im Idealfall an den kurzfristigen Grenzkosten (variable Kosten, d.h. im wesentlichen den Brennstoffkosten) desjenigen Kraftwerks aus, das zur Deckung des Strombedarfs gerade noch herangezogen werden muss. Diese Grenzkraftwerke sind – je nach Lastbereich – für Deutschland im Mittel ältere Steinkohlen- oder Erdgaskraftwerke, deren kurzfristige Grenzkosten vor allem von den Preisentwicklungen auf den globalen Energiemärkten bestimmt werden.

Wenn also Kernkraftwerke durch marktgängige Kohle- oder Gaskraftwerke ersetzt werden, wird sich an den kurzfristigen Grenzkosten des letzten benötigten Kraftwerks kaum etwas ändern, die Strompreise blieben durch die Abschaltung und den Ersatz weitgehend unberührt. Sofern die Stromerzeugung der auslaufenden Kernkraftwerke nicht durch neue Kraftwerke, sondern vor allem durch eine höhere Auslastung vorhandener Kraftwerke ersetzt wird, würde dagegen der Strompreis steigen, da in zunehmendem Maße Kraftwerke mit höheren Betriebskosten zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen werden müssten.

Profitieren würden von Laufzeitverlängerungen damit nur die entsprechenden KKW-Betreiber, die ohne weitere oder mit nur geringen Investitionen die Differenz zwischen (hohen) Strompreisen und niedrigen Betriebskosten der Kernkraftwerke als Zusatzgewinne realisieren könnten. Investoren in neue Kraftwerke müssten aus der Differenz ihrer kurzfristigen Grenzkosten und den Marktpreise zunächst ihre Kapitalkosten decken; hier würden also letztlich keine Zusatzgewinne entstehen.

Abbildung 6 Strompreis-Futures für Base-Lieferungen an der EEX, 2003-2005



Quelle: EEX

Dass dieser Mechanismus auf wettbewerblichen Märkten wahrscheinlich unvermeidlich ist, hat die Autoren des Modells für die Laufzeitverlängerungen dazu bewogen, ein Modell für die Abschöpfung dieser Zusatzgewinne einzuführen, um die Laufzeitverlängerungen nicht nur zu einem politischen Vorhaben zu machen, das ausschließlich zu Zusatzgewinnen für die KKW-Betreiber führt.

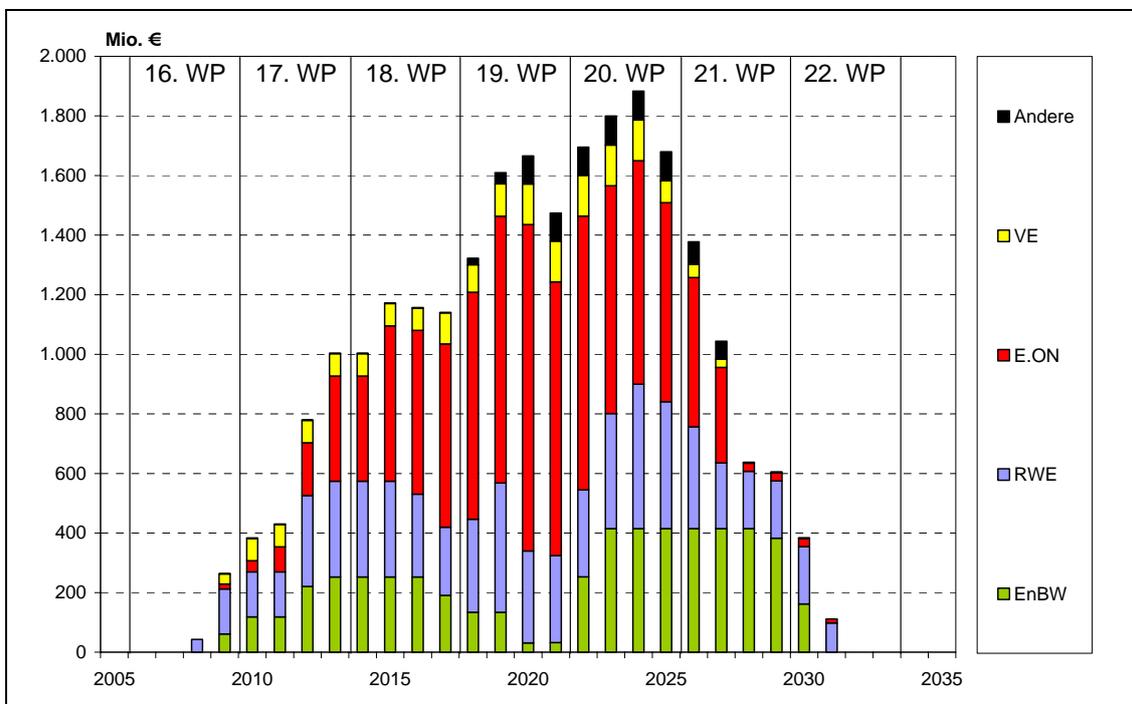
Für die überschlägige Berechnung dieser Zusatzgewinne wird ein grobes Modell herangezogen. Die Futures für Grundlast-Lieferungen an der Leipziger Strombörse EEX (Base-Futures) sind seit Anfang 2003 erheblich gestiegen und liegen für den Zeithorizont 2010 derzeit etwa in der Größenordnung von 40 €/MWh (Abbildung 6).

Wird in konservativer Schätzung davon ausgegangen, dass sich für die Differenz zwischen Betriebskosten der KKW und dem Marktpreis für Base-Lieferungen in der Perspektive eine Größenordnung von etwa 20 €/MWh ergibt, so lassen sich die nominalen Zusatzgewinne der EVU im hier diskutierten Laufzeitverlängerungsmodell auf einen Wert von ca. 25 Mrd. € beziffern. Bei einer Abdiskontierung auf das Jahr 2005 mit 5%

jährlich ergibt sich damit für die KKW-Betreiber immer noch ein Barwertvorteil von ca. 11 Mrd. €

In einer Sensitivitätsrechnung für die Differenz zwischen Marktpreis und Betriebskosten in der Größenordnung von 25 €/MWh (auch dies dürfte selbst bei konservativen Annahmen noch gut darstellbar sein) ergeben sich Zusatzgewinne von insgesamt ca. 31 Mrd. € bzw. ein Barwert von ca. 14 Mrd. €. Wird die Differenz nur mit 15 €/MWh angesetzt, so ergibt sich immerhin noch eine Gewinnmitnahme von 19 Mrd. € (Barwert ca. 8 Mrd. €).

Abbildung 7 Zusatzgewinne (nominal) der KKW-Betreiber aus einem Laufzeitverlängerungsmodell bei einer Differenz zwischen Marktpreis und Betriebskosten von 20 €/MWh



Quelle: Eigene Berechnungen

Selbst wenn berücksichtigt wird, dass für eine Verlängerung der KKW-Laufzeiten ggf. noch Nachrüstungsinvestitionen zur Erhöhung der Betriebssicherheit notwendig werden (diese dürften sich – von Ausnahmen abgesehen – eher im Bereich von zweistelligen Millionenbeträgen bewegen), kann selbst bei konservativer Schätzung von Gewinnmitnahmen im Bereich von 20 bis 30 Mrd. € (bzw. einem Barwert von 8 bis 14 Mrd. €) ausgegangen werden.

Abbildung 7 und Tabelle 1 zeigen die Struktur der Zusatzgewinne nach Zeitscheiben und Unternehmen für die o.g. Referenzfall von 20 €/MWh. Im Zeitraum bis 2010 würden ca. 50% der Zusatzgewinne bei RWE anfallen, in der zweiten Dekade knapp 50% bei E.ON. Auch nach 2020 würden noch etwa 40% der Zusatzgewinne bei E.ON anfal-

len. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich ein deutlicher Unterschied für E.ON (ca. 40% der Zusatzgewinne) einerseits und RWE (ca. 26%) sowie EnBW (ca. 21%) andererseits. Der Anteil am Zusatzgewinn für Vattenfall Europe und andere KKW-Miteigentümer ist im Vergleich dazu relativ gering.

Tabelle 1 Exemplarische Differenzierung der Zusatzgewinne für das Laufzeitverlängerungsmodell von 8 Jahren

	2005-2010		2010-2020		nach 2020		gesamter Zeitraum	
	nominal	Barwert	nominal	Barwert	nominal	Barwert	nominal	Barwert
	Mio. €							
EnBW	180	135	1.840	1.059	3.318	1.092	5.338	2.286
RWE	345	263	2.982	1.643	3.119	1.066	6.447	2.972
E.ON	54	40	5.407	2.788	4.937	1.821	10.398	4.650
Vattenfall Europe	108	81	890	485	692	260	1.690	826
Anderer	3	2	166	77	626	227	794	306
Summe	691	521	11.284	6.052	12.693	4.466	24.668	11.040
EnBW	26,1%	25,9%	16,3%	17,5%	26,1%	24,5%	21,6%	20,7%
RWE	50,0%	50,4%	26,4%	27,1%	24,6%	23,9%	26,1%	26,9%
E.ON	7,8%	7,8%	47,9%	46,1%	38,9%	40,8%	42,2%	42,1%
Vattenfall Europe	15,7%	15,5%	7,9%	8,0%	5,5%	5,8%	6,9%	7,5%
Anderer	0,4%	0,4%	1,5%	1,3%	4,9%	5,1%	3,2%	2,8%
Summe	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Anmerkungen:	Berechnet nach Anteilseignerschaft an den unterschiedlichen KKW; Differenz zwischen Marktpreis und Betriebskosten 20 €/MWh; Barwertermittlung mit Abdiskontierung von 5% jährlich auf das Jahr 2005							

Quelle: Eigene Berechnungen

Wie bereits oben ausgeführt, beruhen die Abschätzungen auf einem relativ groben Berechnungsmodell und eher konservativen Annahmen. Gleichzeitig spielt natürlich der Diskontierungsfaktor für die Barwertermittlung sowie auch der Zeitpunkt, für die Abdiskontierung vorgenommen wird, eine zentrale Rolle zur Eingrenzung der realen Zusatzgewinne. Schließlich ist bei den Berechnungen noch in keiner Weise berücksichtigt worden, dass bei längeren Laufzeiten auch die Finanzerträge aus den Rückstellungen für Abriss und Entsorgung entsprechend größer ausfallen würden und so nochmals Zusatzgewinne anfallen würden.

Das vorgeschlagene Kompensationsmodell soll sich etwa auf die Hälfte der Gewinnmitnahmen für die Betreiberunternehmen beziehen. Das heißt zunächst, dass immerhin noch Beträge von 10 bis 15 Mrd. € (mit einem Barwert von 4 bis 7 Mrd. €) bei den KKW-Betreibern verbleiben werden.

Da die Zusatzgewinne jedoch vor allem im Zeitraum nach 2010 anfallen werden, können im Rahmen eines Kompensationsmodells für die Stromkostenentlastung – zunächst noch ungeachtet jeglicher Umsetzbarkeitsbewertung – bis zum Jahr 2010 durchschnittlich nicht mehr als 140 Mio. € an jährlichen (nominalen) Gewinnmitnahmen in Ansatz gebracht werden, beim o.g. Häufigkeitsansatz würde dies einem Entlastungsvolumen von maximal 70 Mio. € entsprechen. In der Dekade von 2010 bis 2020 würden jährliche Zusatzgewinne von ca. 1,1 Mrd. € bzw. Umverteilungsvolumina von ca. 550 Mio. € anfallen. Eine ähnliche Größenordnung ergäbe sich dann mit 1,3 Mrd. € bzw. 650 Mio. € für den Zeitraum nach 2020.

5 Das vorgeschlagene Kompensationsmodell

Für die praktische Umsetzung eines Kompensationsmodells müssten zwei Probleme gelöst werden. *Erstens* muss ein Modell gefunden werden, wie die Zusatzerträge der betroffenen Energieversorger abgeschöpft werden. Hierzu sind entweder regulierte Varianten denkbar (z.B. eine Profitmitnahme-Steuer¹ oder eine gesonderte Besteuerung von Kernbrennstoffen) oder aber freiwillige Vereinbarungen oder Vertragslösungen. *Zweitens* – und dies ist wohl der deutlich kompliziertere Teil des Modells – muss die Rückverteilung des Kompensationsaufkommens umgesetzt werden.

Nach den bisherigen Erfahrungen bei freiwilligen Selbstverpflichtungen in Deutschland sind *erstens* hinsichtlich der Umsetzung des beschriebenen Modells erhebliche Zweifel an der Umsetzbarkeit angeraten. Immer dann, wenn im Rahmen von freiwilligen Selbstverpflichtungen Verteilungskonflikte aufgetreten sind, sind diese Vereinbarungen letztlich gescheitert. Dies betrifft sowohl das Selbstregulierungsmodell hinsichtlich des Netzzugangs, aber auch die Selbstverpflichtung zur KWK-Förderung. Bei beiden Modellen war letztlich angesichts der Verteilungskonflikte koordiniertes Vorgehen und gemeinsame Verantwortungsübernahme nicht mehr möglich. Es ist vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen kaum als wahrscheinlich anzusehen, dass eine Umverteilung sehr begrenzter Summen (zunächst 70 Mio. € ab 2010 ca. 550 bis 650 € jährlich) an einen kleinen Kreis von Begünstigten im Rahmen eines Selbstverpflichtungsmodells langfristig erfolgreich funktionieren wird – von den fehlenden Sanktionsmöglichkeiten für den Fall der Zahlungsverweigerung einmal ganz abgesehen.

Zweitens wären die Beiträge der einzelnen KKW-Betreiber im Zeitverlauf sehr unterschiedlich. Wenn die Beiträge für den Umverteilungsfonds „verursachergerecht“ erhoben werden sollten, dann würden die Zuflüsse sich im Zeitverlauf stark verändern. Andernfalls würde letztlich ein System von Ausgleichszahlungen zwischen den Unternehmen organisiert werden müssen, dessen praktische Umsetzbarkeit und langfristige Bestandskraft sich schon aus aktienrechtlichen Gründen als ausgesprochen fraglich erweisen würde. Sofern (hypothetische) Zusatzgewinne z.B. für E.ON erst in der Dekade von 2010-2020 anfallen würden, würden bei Zuführungen zum Kompensationsfonds im Zeitraum bis 2010 nicht unerhebliche Ausgleichszahlungen z.B. an RWE erforderlich.

Drittens bedeutete die Reduzierung von Strompreisen für bestimmte Abnehmergruppen den Einstieg in eine (neue) Form der Strompreisregulierung, die neben die marktbasierete Preisbildung ein von den Energieversorgern subventioniertes Preissegment stellen würde. Ob ein solcher Ansatz dann auf die Laufzeitverlängerungen bei den AKW begrenzt werden könnte, darf mit guten Gründen bezweifelt werden. Ansatzpunkte ergeben sich diesbezüglich auf vielfältige Art und Weise (Strompreiserhöhungen mit Verweis auf die Preissteigerungen auf den globalen Brennstoffmärkten bei Unternehmen, die überwiegend Kernkraft- und Braunkohlenkraftwerke betreiben, Einpreisung von Opportunitätskosten für CO₂-Zertifikate etc.). Gerade die verwandten Diskussionen um

¹ *Windfall taxes* sind insbesondere in Großbritannien immer wieder heftig diskutiert und im Bereich des Wertzuwachses bei Unternehmensprivatisierungen in den neunziger Jahren auch umgesetzt worden.

reduzierte Netznutzungsentgelte für stromintensive Industrieunternehmen bei der Schaffung des deutschen Regulierungsmodells haben eine Vielzahl von Argumenten und Restriktionen zu Tage gebracht, die solche Vorhaben im Grundsatz als ordnungspolitisch und praktisch höchst fragwürdig erscheinen lassen.

Andererseits ist keineswegs davon auszugehen, dass die Lieferanten für die begünstigten Unternehmen notwendigerweise zum Kreis der betroffenen KKW-Betreiber gehören. Ob und inwieweit in diesem Fall ein selbstverwaltetes Umverteilungssystem der deutschen Wirtschaft überhaupt funktionieren würde, mag dahingestellt sein. Die Variante, dass die subventionierten Preise nur für Lieferungen der entsprechenden KKW-Betreiber in Ansatz gebracht werden können, würde offensichtlich gegen die Binnenmarktregeln der EU verstoßen.

Aus rechtlicher Sicht dürften darüber hinaus – in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung der Umverteilungslösung – auch nicht unerhebliche Probleme hinsichtlich der Problematik des europäischen Beihilferechts, aber auch kartellrechtliche Fragen auftreten. Angesichts der Erfahrungen mit dem Konstrukt des Kohlepennings² in Deutschland können für bestimmte Umsetzungsvarianten auch rechtliche Probleme hinsichtlich der Frage von Sonderabgaben keineswegs ausgeschlossen werden.

Viertens sind natürlich Arbitragegeschäfte seitens der Unternehmen keineswegs auszuschließen, deren Strompreise auf ein Niveau unterhalb des Marktpreises subventioniert werden. Insgesamt dürfte sich hier ein in erheblichem Maße undurchschaubare Situation ergeben, die wahrscheinlich zu einem erheblichen Regelungsbedarf führt, der auch im Rahmen eines Selbstverpflichtungsmodells keineswegs auszuschließen ist.

Jenseits der prinzipiellen Umsetzungsfragen ist schließlich zu prüfen, in welcher Abgrenzung Stromverbraucher in den Kreis der *Begünstigten* aufgenommen werden sollen, um einen merklichen Stromkosten-Effekt erzielen zu können. Das hier diskutierte Kompensationsmodell stellt dabei auf eine Stromkostenentlastung für Industrie und Gewerbe ab, Verbrauchssektoren wie privaten Haushalte oder der Dienstleistungsbereich werden also bei den nachfolgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt.

Zum Vergleich der Größenordnungen für Zusatzgewinne der EVU und die angepeilten Umverteilungsvolumina mit potenziellen Stromkostenentlastungen für Industrie und Gewerbe sei zur exemplarischen Analyse auf die begünstigten Stromverbrauchsmengen z.B. im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) hingewiesen. Für die Umlage im Rahmen des KWKG legt der Verband der Netzbetreiber (VDN) für das Jahr 2005 das folgende Mengengerüst zu Grunde:

- Für die stromintensiven Industriezweige wird hier ein Letztverbrauch von 53,5 TWh in Ansatz gebracht.

² Letztlich stellt das vorgeschlagene Kompensationsmodell einen „umgekehrten“ Kohlepennig dar. Würde beim Kohlepennig eine Sonderabgabe bei den Stromkunden erhoben, mit den die Primärenergiegewinnung subventioniert wurde, würde das Kompensationsmodell für die KKW-Laufzeitverlängerungen auf eine Subventionierung von Stromkunden hinauslaufen, die über eine Umlage bei den Kraftwerksbetreibern ermöglicht würde.

- Für die Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh, die nicht der stromintensiven Industrie zugerechnet werden, wird ein Letztverbrauch von 210,8 TWh abgeschätzt.

Sofern die Kompensation allein auf die in der Abgrenzung des KWKG als stromintensiv anerkannten Unternehmen abzielt, so würden sich – bei als gleich bleibend angesetztem Letztverbrauch – Strompreisentlastungen von ca. 1,3 €/MWh im Zeitraum bis 2010, von ca. 10,5 €/MWh im Zeitraum 2010-2020 sowie 11,9 €/MWh nach 2020 ergeben. Würden alle Letztverbraucher mit einem Verbrauch von über 100.000 kWh berücksichtigt, so ergäbe sich im Zeitraum bis 2010 eine Strompreisentlastung von 0,3 €/MWh, im Zeitraum 2010-2020 eine Entlastung von 2,1 €/MWh und im Zeitraum nach 2020 eine Strompreisminderung um ca. 2,4 €/MWh.

Spürbare Strompreisentlastungen würden sich hier also – immer vorausgesetzt, ein solches Modell wäre umsetzbar bzw. umsetzungswürdig – nur dann ergeben, wenn der Kreis der begünstigten Unternehmen sehr stark eingegrenzt würde und auch dann nur für den Zeitraum nach 2010. Alle anderen Abgrenzungsansätze führen – im Zeitraum bis 2010 sogar allen Varianten – zu Strompreisminderungen, die vollständig in der Grauzone von Marktschwankungen untergehen würden, von anderen Preisgestaltungsoptionen der Energieversorger (Stichwort Durchleitungskosten) einmal ganz abgesehen.

6 Zusammenfassung

Ungeachtet aller Fragen, die mit den ursprünglichen Motivationen des deutschen Modells zur Begrenzung der Laufzeiten von AKW zusammenhängen (Sicherheit und Risiko, Entsorgung etc.) wird das vorgeschlagene Modell einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre zu nicht unwesentlichen energiewirtschaftlichen Effekten führen.

Eine Ausweitung der Reststrommengen um ca. 67% gegenüber dem heutigen Ansatz der Atomgesetznovelle von 2002 würde zu einer Verschiebung des Kernenergieauslaufens bis zum Jahr 2031 führen. Angesichts der Preisbildungsmechanismen auf den liberalisierten Strommärkten würde eine Laufzeitverlängerung für die Betreiber selbst bei konservativen Annahmen zu Gewinnmitnahmen von 20 bis 30 Mrd. € führen (dies entspricht einem Barwert von 8 bis 14 Mrd. €).

Die Gewinnmitnahmen sind dabei einerseits zwischen den unterschiedlichen Betreibern (bzw. Anteilseignern) und andererseits über die Zeit höchst ungleich verteilt. Die größten Mitnahmeneffekte würden bei einer Laufzeitverlängerung um 8 Jahre bei E.ON entstehen, im Zeitraum bis 2010 würde dagegen der größte Anteil auf RWE entfallen.

Das vorgeschlagene Kompensations- bzw. Umverteilungsmodell für etwa die Hälfte der Gewinnmitnahmen ist auch hinsichtlich seiner Effekte und Umsetzungsoptionen problematisch.

- Nach den bisherigen Erfahrungen mit Selbstverpflichtungsmodellen in Deutschland kann hinterfragt werden, ob originäre Umverteilungsfragen wie das vorge-

schlagene Modell in solchen Strukturen überhaupt, aber auch in einer längerfristigen Perspektive verlässlich umsetzbar sind.

- Mit dem vorgeschlagenen Umverteilungsmodell wird der Einstieg in ein subventioniertes Marktsegment geschaffen, das auch für viele andere Problemstellungen Begehrlichkeiten wecken wird und letztlich auch die Wiedereinführung der Preisregulierung für bestimmte Marktsegmente hinausläuft. Dies ist ordnungspolitisch hoch problematisch und kann letztlich durchaus zu unabsehbaren Verwerfungen auf den wettbewerblichen Energiemärkten führen.
- Signifikante Effekte für die Stromerbraucher wird ein solches Umverteilungsmodell – lässt man alle anderen Bedenken einmal außer Betracht – nur dann haben können, wenn der Kreis der Begünstigten sehr eng begrenzt wird. Im Zeitraum bis 2010 würden Entlastungseffekte nur im absolut marginalen Bereich auftreten können – sofern von einem Gleichlauf von Zusatzgewinnen und Umverteilungsaktivitäten ausgegangen wird. Bis 2010 bildet das vorgeschlagene Umverteilungsmodell also eher einen Ansatz symbolischer Politik. Aber auch danach würde das Kompensationsmodell auf die Begünstigung nur weniger stromintensiver Industrien hinauslaufen.
- Es besteht die begründete Vermutung, dass sich das vorgeschlagene Umverteilungsmodell auch vor dem Hintergrund vielfältiger rechtlicher Probleme (Beihilfe-, Binnenmarkt-, Abgabe- und Wettbewerbsrecht) als sehr problematisch erweisen könnte.
- Bei den meisten Umverteilungsmodellen der jüngeren Vergangenheit im Bereich der Stromversorgung hat sich die Kreativität der Marktteilnehmer als größer erwiesen, als dies die Gestalter der entsprechenden Sonderregelungen für spezifische Marktsegmente voraussehen konnten. Ob das vorgeschlagene Umverteilungsmodell den intendierten Zweck erreichen wird, kann vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen durchaus auch bezweifelt werden. Dies gilt auch und gerade für den Fall, dass sich ein solches Umverteilungsmodell in der Selbstverwaltung der Wirtschaft umsetzen ließe.

Ein Manager der RWE hat im Kontext der Diskussionen um Gewinnmitnahmen von KKW- und Braunkohlenkraftwerksbetreibern angesichts der gestiegenen Weltmarktpreise für Erdgas und Kohle im Jahr 2004 folgende Einschätzung zu Protokoll gegeben *„Der Vorschlag ..., der Erzeugungsbereich könnte den Vertrieb subventionieren ist rückwärts gewandt und zeugt von einem seltsamen Verständnis von Markt und Wettbewerb“* (Energie & Management, 1. November 2004). Auch auf diese Einschätzung wird bei der Diskussion um KKW-Laufzeitverlängerungen und Kompensationsmodelle für die damit verbundenen Gewinnmitnahmen zurückzukommen sein.