

Böhringer, Christoph; Vögele, Stefan

Research Report

Volllastjahre versus Kalenderjahre: Die Kostenunterschiede alternativer Laufzeitregelungen für den Kernergieausstieg

ZEW-Gutachten

Provided in Cooperation with:

ZEW - Leibniz Centre for European Economic Research

Suggested Citation: Böhringer, Christoph; Vögele, Stefan (1999) : Volllastjahre versus Kalenderjahre: Die Kostenunterschiede alternativer Laufzeitregelungen für den Kernergieausstieg, ZEW-Gutachten, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/110471>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Christoph Böhringer und Stefan Vögele

Vollastjahre versus Kalenderjahre: Die Kostenunterschiede alternativer Laufzeitregelungen für den Kernenergieausstieg

- überarbeitete Fassung -

ZEW

Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH

Postfach 10 3443
68034 Mannheim
Telefon:0621/1235-200
Telefax:0621/1235-226
Internet:www.zew.de

November 1999

In der Diskussion um den Ausstieg aus der Atomenergie in Deutschland wird heftig über die Laufzeit der bestehenden Reaktoren gestritten. Während die Kernkraftunternehmen auf Laufzeiten von 40 Volllastjahren beharren, versuchen die Kritiker der Atomenergie auf politischer Ebene vertreten durch die Regierungspartei Bündnis90/Die Grünen die Laufzeiten der Atommeiler auf maximal 25 bis 30 Kalenderjahre zu begrenzen. Umstritten ist also nicht nur die Jahreszahl, sondern auch die Bezugsbasis für die Laufzeiten von Atomkraftwerken. Wählt man als Bezugsbasis eine bestimmte Anzahl von Kalenderjahren, dann muss das Kraftwerk abgeschaltet werden, wenn seit seiner Inbetriebnahme gerade die vereinbarte Anzahl von Kalenderjahren vergangen ist. Die Obergrenze der Nutzungsdauer entspricht damit der expliziten Vorgabe der Laufzeit in Kalenderjahren. Im Gegensatz dazu berücksichtigt eine Regelung auf Basis von Volllastjahren nur die Zeiten, in denen die Anlagen auch tatsächlich betrieben wird. Stillstandszeiten wegen Brennstoffwechsel, Inspektionen oder Entsorgungsproblemen für abgebrannte Brennstäbe werden nicht auf die Laufzeit angerechnet. Geht man zum Beispiel von einer durchschnittlichen Auslastung der Kraftwerke von 87,5 %, d.h. einer effektiven Betriebsdauer von 10,5 Monaten pro Jahr aus, dann muss ein Kraftwerk auf der Basis von 40 Volllastjahren erst nach 46 Kalenderjahren abgeschaltet werden.

Den Kraftwerksbetreibern, die auf die Volllastjahre-Regelung pochen, geht es nicht nur um eine im Durchschnitt höhere effektive Nutzungsdauer und damit eine potentiell höhere Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen. Eine Regelung auf Basis von Volllastjahren gewährleistet aus ihrer Sicht Planungssicherheit gegenüber der Politik, die durch Prüfungen oder Genehmigungsverfahren die effektive Nutzungsdauer bei einer Regelung auf Kalenderjahrbasis erheblich verkürzen könnte. Wird ein Kraftwerk zeitweise stillgelegt, z.B. wegen nicht genehmigter Nukleartransporte, dann verschiebt sich der

endgültige Abschalttermin bei einer Regelung nach Volllastjahren entsprechend nach hinten. Aus Sicht der Ausstiegsbefürworter stellt dies gerade den Nachteil dieser Regelung dar; zudem könnte das Abschalten einzelner Reaktoren bzw. das Ende der Kernenergienutzung in Deutschland nicht definitiv auf ein Kalenderjahr festgelegt werden. Bei der Wahl der Bezugsbasis von Laufzeiten geht es mit dem Zeithorizont für die Kraftwerksnutzung von Kernenergie um die Höhe der Kosten eines Ausstiegs, welche die Grundlage für Entschädigungsforderungen sein könnten. Im folgenden Beitrag wird abgeschätzt, welche direkten betriebswirtschaftlichen Kosten für die unterschiedlichen Laufzeitregelungen entstehen und wie sich diese Kosten auf die verschiedenen Betreibergesellschaften verteilen.

Die Ausgangssituation: Alters- und Nutzungsstruktur der deutschen Atomreaktoren

In Tabelle 1 sind die bisher „verbrauchten“ Kalender- bzw. Volllastjahre für die deutschen Kernkraft-

werke dargestellt. Die Differenz zwischen den „verbrauchten“ Kalenderjahren und den Volllastjahren beträgt bis zu 9 Jahre (Brunsbüttel). Die durchschnittliche Arbeitsverfügbarkeit – gemessen als Verhältnis der „verbrauchten“ Volllastjahre zu den „verbrauchten“ Kalenderjahren – liegt bei den Kernkraftwerken Brunsbüttel (u.a. 2 Jahre Stillstand wegen Störfall), Biblis A und B am niedrigsten. Diese Kraftwerke wurden in der Vergangenheit im Schnitt weniger als 6500 Volllaststunden pro Jahr eingesetzt. Am oberen Ende der Arbeitsverfügbarkeit liegen die Kraftwerke Grohnde, Emsland und Neckarwestheim 2, die durchschnittlich mehr als 7800 Volllaststunden pro Jahr im Einsatz waren.

Unter der Annahme, dass die Ausfallzeiten die effektive Nutzungsdauer nicht verkürzen, führen lange Stillstandszeiten in der Vergangenheit dazu, dass sich der endgültige Abschalttermin um die nicht genutzten Stillstandszeiten deutlich in die Zukunft verschiebt. Geht man davon aus, dass in Zukunft alle Kernkraftwerke mit der gleichen Arbeitsverfügbarkeit betrieben werden, profitieren Kraftwerke mit einer niedrigen

**Tabelle 1: Verbrauchte Kalenderjahre und Volllastjahre
(in Anlehnung an das Deutsche Atomforum 1999)**

	"verbrauchte" Kalenderjahre (A)	"verbrauchte" Volllastjahre (B)	durchschnittliche Arbeitsverfügbarkeit (B:A)
Obrigueim	30	24	80%
Stade	27	23	84%
Biblis A	24	17	71%
Neckarwestheim 1	23	18	80%
Biblis B	22	16	74%
Brunsbüttel	22	13	57%
Unterweser	20	16	80%
Isar 1	20	16	78%
Philippsburg 1	19	14	75%
Grafenrheinfeld	17	14	85%
Gundremmingen B	15	13	87%
Krümmel	15	12	83%
Grohnde	14	13	91%
Philippsburg 2	14	12	89%
Gundremmingen C	14	12	86%
Brokdorf	13	11	87%
Emsland	11	10	93%
Isar 2	11	10	89%
Neckarwestheim 2	10	9	93%
Durchschnitt	17	14	82%

Auslastung in der Vergangenheit besonders stark von einer Laufzeitregelung auf Basis von Volllastjahren, während Kraftwerke mit hoher historischer Auslastung (wie beispielsweise Emsland und Neckarwestheim 2) nur wenige Jahre später abgeschaltet werden würden als bei einer Regelung nach Kalenderjahren.

Die Kosten eines vorzeitigen Ausstiegs für alternative Laufzeitregelungen

Die Kosten eines vorzeitigen Ausstiegs werden gegenüber einem Referenzszenario aus Sicht der Kraftwerksbetreiber gemessen. Letztere unterstellen, dass die vorhandenen Kernkraftwerke grundsätzlich 40 Volllastjahre genutzt werden können (vgl. Majewski 1999).¹ Unter Anrechnung der Vergangenheitsdaten aus Tabelle 1 ergibt sich für das einzelne Kraftwerk die verbleibende Laufzeit in Kalenderjahren wie folgt: Die bisher verbrauchten Volllastjahre werden von 40 Volllastjahren abgezogen, wodurch man die verbleibende Laufzeit in Volllastjahren erhält; letztere wird dann durch den hier unterstellten Auslastungsfaktor von 87,5% dividiert, um die restliche Laufzeit in Kalenderjahren zu bekommen.² Im Referenzszenario geht dann der letzte Atommeiler (Neckarwestheim 2) im Jahr 2034 vom Netz.

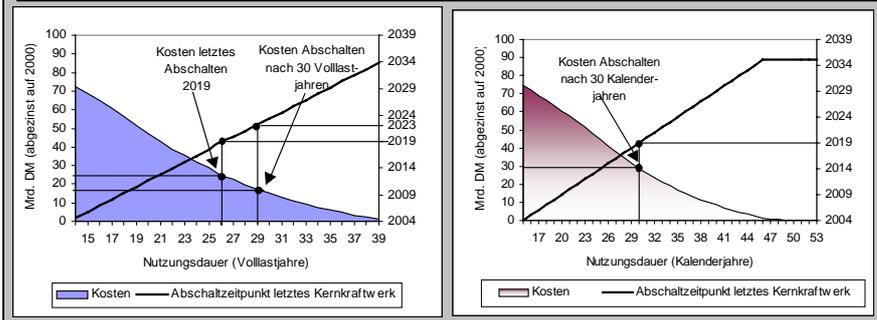
Bei der Berechnung der betriebswirtschaftlichen Kosten eines vorzeitigen Ausstiegs werden zwei Varianten für die Festlegung von Laufzeiten unterschieden:

- In der Variante „Volllastjahre“ wird unterstellt, dass die Entscheidung über einen Ausstieg aus der Kernenergie auf Basis der Volllastjahre getroffen wird.

¹ Eine Nutzungsdauer von 40 Volllastjahren wird von Kritikern der Atomenergie als zu hoch angesehen. Die Wahl von 40 Volllastjahren als Referenz impliziert, dass die im folgenden abgeschätzten Kosten eines vorzeitigen Ausstiegs ceteris paribus eher eine obere Grenze darstellen.

² Es wird also unterstellt, dass alle bestehenden Kernkraftwerke in der Zukunft mit der gleichen durchschnittlichen Arbeitsverfügbarkeit von 87,5% betrieben werden.

Abbildung 1: Betriebswirtschaftliche Kosten einer Verkürzung der Nutzungsdauer (abgezinst auf 2000)



Die bisherige bzw. zukünftig unterstellte Auslastung der Kernkraftwerke wird für die Berechnung der effektiven Laufzeit in Kalenderjahren entsprechend berücksichtigt (gemäß obigem Rechen-schemata).

- In der Variante „Kalenderjahre“ wird angenommen, dass sich die Entscheidungsträger bei der Vorgabe von Laufzeiten ausschließlich an Kalenderjahren orientieren.

Zur Berechnung der Kosten wird ein betriebswirtschaftliches Planungsmodell, das auf dem Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung basiert, eingesetzt. Hierbei werden die mit einer Investition bzw. einer Kombination von Investitionen verbundenen Einnahmen und Ausgaben auf ein Basisjahr abgezinst. Als Ergebnis erhält man den Kapitalwert der entsprechenden Investition bzw. Investitionskette.

Durch den Vergleich unterschiedlicher Investitionsalternativen lässt sich beurteilen, welche Investitionsalternative die vorteilhafteste ist bzw. welche zusätzlichen Kosten bei Wahl einer Alternative gegenüber einer anderen entstehen (vgl. VDEW 1993, Stelzer 1992). Mit dieser Methodik lässt sich problemgerecht der Zusammenhang zwischen staatlich administriertem Ausstiegszeitpunkt der Kernenergienutzung und den damit verbundenen einzelwirtschaftlichen Kosten gegenüber einer Referenzentwicklung ohne vorzeitigen Ausstieg quantifizieren. Die Rahmenannahmen zur energie-wirtschaftlichen Entwicklung sind in

Böhringer, Hoffmann und Vögele (1999) definiert.³

In Abbildung 1 werden die Kosten eines Ausstiegs in Abhängigkeit von der Begrenzung der Kraftwerkslaufzeiten sowohl auf Basis von Volllastjahren als auch Kalenderjahren dargestellt. Definitionsgemäß entstehen bei einer Nutzungsdauer von 40 Volllastjahren (Referenzfall) keine Zusatzkosten (s. linke Teilgrafik). Äquivalent hierzu ist eine Regelung auf Basis der Kalenderjahre (s. rechte Teilgrafik), die unter Berücksichtigung von Stillstandszeiten bis zu 53 Kalenderjahre Nutzung erlaubt (Brunsbüttel).

Für beide Varianten fallen die Kosten gegenüber der Referenz umso höher aus, je stärker die Nutzungsdauer eingeschränkt wird, da dann wirtschaftliche Kapazitäten in zunehmendem Maße nicht mehr genutzt werden können. Offensichtlich ist auch, dass bei der Vorgabe von Laufzeitjahren die Variante „Volllastjahre“ für die Betreibergesellschaften günstiger ist als die Variante „Kalenderjahre“. Bei ersterer stehen ihnen nämlich über die Anrechnung von Stillstandszeiten effektiv längere Laufzeiten zur Verfügung. So fallen bei einer Begrenzung der Nutzungsdauer auf 30 Kalenderjahre Ausstiegskosten in Höhe von knapp 29 Mrd. DM an; das

³ In ihrer Studie „Zu den Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland“ unterstellen Böhringer, Hoffmann und Vögele (1999) für das Referenzszenario eine Laufzeit der Atommeiler von 40 Kalenderjahren. Hierdurch erklären sich – ceteris paribus – die geringeren Opportunitätskosten eines vorzeitigen Kernenergieausstiegs gegenüber der hier getroffenen Annahme von 40 Volllastjahren.

letzte Kernkraftwerk (Neckarwestheim 2) wird hierbei im Jahr 2019 abgeschaltet. Begrenzt man die Nutzungsdauer auf 30 Volllastjahre, so gehen die letzten Kernkraftwerke (Isar 2 und Neckarwestheim 2) 4 Jahre später aus dem Netz. Da in der Variante „Volllastjahre“ alle Kraftwerke länger betrieben werden können, verringern sich die Kosten eines Ausstieges im konkreten Fall auf ca.15 Mrd. DM und damit auf knapp die Hälfte der Kosten der Kalenderjahrregelung. Die Kosteneinsparung ist aber mit einer effektiv längeren Nutzung von Kernenergie um 4 Kalenderjahre verbunden.

Im ausgewählten Beispiel könnte ein Ausstieg bis zum Jahre 2019 neben der Begrenzung der Nutzungsdauer auf 30 Kalenderjahre auch durch eine einheitliche Begrenzung der Nutzungsdauer auf 26 Volllastjahre erreicht werden. Auf den ersten Blick überrascht zunächst, dass mit dieser vom Ausstiegszeitpunkt her äquivalenten Lösung Kosten in Höhe von ca. 4 Mrd.DM gegenüber der Variante „Kalenderjahre“ eingespart werden können.

Die Kostenreduktion ist darauf zurückzuführen, dass eine Vorgabe von 26 Volllastjahren, die mit dem Ausstiegszeitpunkt 2019 einher geht, für das einzelne Kraftwerk je nach historischer Auslastung Laufzeiten von über 30 Kalenderjahren ermöglicht. So wird beispielsweise das Kernkraftwerk Brunsbüttel bei einer Laufzeitregelung mit 30 Kalenderjahren im Jahr 2007 abgeschaltet, während es bei Deckelung durch 26 Volllastjahren erst 2014 vom Netz genommen werden muss. Aufgrund der relativ geringen Auslastung einiger Kraftwerke in der Vergangenheit bleiben die Kraftwerke bei Begrenzung auf 26 Volllastjahren anstelle von 30 Kalenderjahren im Durchschnitt 31,5 Jahre im Netz, was den kostensenkenden Kapazitätsausnutzungseffekt erklärt.

Belastung der Eigentümer durch alternative Laufzeitregelungen

Im folgenden werden die Auswirkungen auf die verschiedenen Eigentümer der Kernkraftwerke

für unterschiedliche Laufzeitregelungen untersucht. Die Betrachtung beschränkt sich aus Gründen der Anschaulichkeit auf das zuvor ausgewählte Beispiel eines Ausstiegs bei Vorgabe von 30 Kalenderjahren gegenüber einer Vorgabe von 30 Volllastjahren. Wie aus Tabelle 2 ersichtlich variieren die Zusatzkosten eines vorzeitigen Ausstiegs in Abhängigkeit von der Laufzeitregelung stark von Kraftwerk zu Kraftwerk. Um die unternehmensspezifische Belastung zu ermitteln, benötigt man eine Übersicht der Eigentumsverhältnisse an den Kraftwerken wie sie in Abbildung 2 dargestellt ist.

Die 19 deutschen Kernkraftwerke befinden sich fast ausschließlich in den Händen der Hamburger Electricitätswerke AG (HEW), Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Isar-Amperwerke AG, Bayernwerke AG, Neckarwerke Stuttgart AG (NWS), PreussenElectra AG, RWE Energie AG sowie der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW).

Tabelle 3 gibt einen Überblick

Tabelle 2: Vergleich verschiedener Ausstiegsvarianten (Kosten abgezinst auf 2000)

	Szenario "30 Kalenderjahre": Ausstiegsjahr: 2019		Szenario "30 Volllastjahre": Ausstiegsjahr: 2023				Szenario "26 Volllastjahre": Ausstiegsjahr: 2019			
	Abschaltzeitpunkt	Mehrkosten gegenüber Referenzszenario Mrd. DM	Abschaltzeitpunkt *	Mehrkosten gegenüber Referenzszenario Mrd. DM	Differenz gegenüber 30 Kalenderjahre		Abschaltzeitpunkt *	Mehrkosten gegenüber Referenzszenario Mrd. DM	Differenz gegenüber 30 Kalenderjahre	
					Abschaltzeitpunkt *	Kosten			Abschaltzeitpunkt *	Kosten
Obrigheim	2000	0.9	2006	0.5	+6	-0.4 (-44%)	2001	0.9	+1	0 (0%)
Stade	2002	1.5	2007	0.8	+5	-0.7 (-47%)	2003	1.4	+1	-0.1 (-7%)
Biblis A	2005	2.7	2013	1.0	+8	-1.7 (-63%)	2009	1.7	+4	-1 (-37%)
Neckarwestheim 1	2006	1.5	2012	0.7	+6	-0.8 (-53%)	2008	1.2	+2	-0.3 (-20%)
Biblis B	2007	2.5	2015	1.1	+8	-1.4 (-56%)	2010	1.8	+3	-0.7 (-28%)
Brunsbüttel	2007	1.5	2018	0.4	+11	-1.1 (-73%)	2014	0.7	+7	-0.8 (-53%)
Unterweser	2009	2.1	2015	1.1	+6	-1 (-48%)	2010	1.7	+1	-0.4 (-19%)
Isar 1	2009	1.3	2015	0.7	+6	-0.6 (-46%)	2011	1.1	+2	-0.2 (-15%)
Philippsburg 1	2010	1.3	2017	0.6	+7	-0.7 (-54%)	2012	0.9	+2	-0.4 (-31%)
Grafenrheinfeld	2012	1.7	2017	1.0	+5	-0.7 (-41%)	2013	1.5	+1	-0.2 (-12%)
Gundremmingen B	2014	1.4	2019	0.9	+5	-0.5 (-36%)	2014	1.4	+0	0 (0%)
Krümmel	2014	1.5	2019	0.8	+5	-0.7 (-47%)	2015	1.3	+1	-0.2 (-13%)
Grohnde	2015	1.4	2019	0.9	+4	-0.5 (-36%)	2015	1.4	+0	0 (0%)
Philippsburg 2	2015	1.4	2020	0.9	+5	-0.5 (-36%)	2015	1.4	+0	0 (0%)
Gundremmingen C	2015	1.3	2020	0.8	+5	-0.5 (-38%)	2015	1.3	+0	0 (0%)
Brokdorf	2016	1.3	2021	0.8	+5	-0.5 (-38%)	2016	1.3	+0	0 (0%)
Emsland	2018	1.1	2022	0.7	+4	-0.4 (-36%)	2018	1.1	+0	0 (0%)
Isar 2	2018	1.2	2023	0.7	+5	-0.5 (-42%)	2018	1.2	+0	0 (0%)
Neckarwestheim 2	2019	1.1	2023	0.7	+4	-0.4 (-36%)	2019	1.1	+0	0 (0%)
Summe		28.8		15.1		-13.7 (-48%)		24.5		-4.3 (-15%)

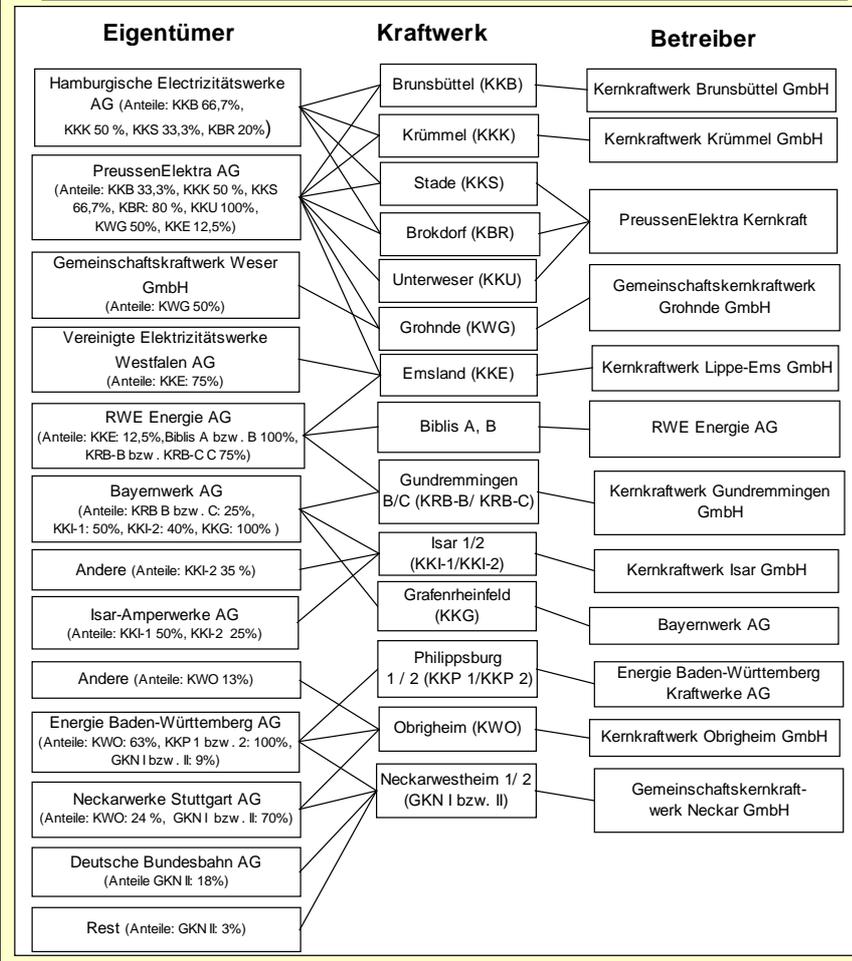
* Auf volle Kalenderjahre gerundet

über die unternehmensspezifische Belastung für die Ausstiegsvarianten „30 Kalenderjahre“, „30 Volllastjahre“ und „26 Volllastjahre“. Als Ergänzung ist noch die Variante „26

wenn es um die potentiellen Wettbewerbsverzerrungen unter den Stromerzeugern durch einen vorzeitigen Kernenergieausstieg geht. So kann sich ein hoher Absolutbetrag als

der Variante „30 Kalenderjahre“ belastet werden würden. Bei der Variante „30 Volllastjahre“ reduziert sich die Spannbreite der Belastungen erheblich – das Verzerrungsproblem wird entschärft. Die Unternehmen profitieren dabei in unterschiedlichem Maße von der Volllastjahrregelung, was die veränderte Reihenfolge in der Belastung gegenüber der Variante „30 Kalenderjahre“ erklärt.

Abbildung 2: Eigentümer und Betreiber der Kernkraftwerke in Deutschland (Siemens AG 1999, Pfaffenberg 1999)



Zusammenfassung

Ein offener Streitpunkt in den Verhandlungen zum geregelten Ausstieg aus der Atomenergie sind Länge und Bezugsbasis der Laufzeiten für die Reaktoren. Beide Größen bestimmen die effektive Nutzungsdauer von Kraftwerken und damit den Zeitraum bis zum Abschalten des letzten Kraftwerks. Die Atomkritiker – auf politischer Ebene vor allem durch die Regierungspartei Die Grünen/Bündnis 90 vertreten – fordern Laufzeiten von maximal 25 – 30 Kalenderjahren. Atombefürworter, insbesondere die Eigentümergesellschaften von Kernkraftwerken, beharren dagegen auf einer Laufzeit von 40 Volllastjahren, bei deren Berechnung nur die tatsächliche Betriebsdauer von Reaktoren einget. Im Beitrag wurde dargelegt, wie sich ein vorzeitiger Ausstieg auf die Höhe und Verteilung der dadurch entstehen den betriebswirtschaftlichen Kosten für die Kraftwerkseigentümer auswirkt. Die Kosten eines vorzeitigen Ausstiegs wurden dabei gegenüber einem Referenzszenario gemessen, für das als wirtschaftliche Nutzungsdauer der Kraftwerke 40 Volllastjahre unterstellt sind. Bei nominal gleicher Jahreszahl für die Laufzeit ermöglicht die Variante „Volllastjahre“ den Betreibergesellschaften, ihre Anlagen länger zu nutzen als bei der Variante „Kalenderjahre“. Dadurch würden sich die betriebswirtschaftlichen Kosten des Ausstiegs und damit die potentiellen Entschädigungsforderungen erheblich verringern; aus Sicht der Befürworter eines schnellen Ausstiegs hat die Variante „Volllastjahre“ aber den Nachteil, dass sich das Abschalten der Kraftwerke weiter in

Volllastjahre „aufgeführt, die effektiv zum gleichen Ausstiegszeitpunkt (2019) führt wie die Variante „30 Kalenderjahre“. Analog zur Entwicklung der Gesamtkosten verringert sich die Belastung infolge eines vorzeitigen Ausstiegs auch auf Unternehmensebene beim Übergang von der Variante „30 Kalenderjahre“ zur Variante „30 Volllastjahre“.

Mit Abstand am stärksten belastet in Absolutbeträgen werden die RWE Energie AG und die PreussenElektra, was durch die Beteiligung an mehreren Kraftwerken mit hohen Ausstiegskosten begründet ist. Allerdings erscheinen die in Absolutbeträgen ausgewiesenen Kostenbelastungen wenig aussagekräftig,

Belastungsmaß schnell relativieren, wenn man ihn an der Unternehmensgröße (z.B. gemessen in Stromumsatzerlösen) mißt. Daher wird in Tabelle 3 als unternehmensspezifisches Belastungsmaß die potentielle Strompreiserhöhung für die Unternehmen angegeben, wenn sie ihre Mehrkosten gleichmäßig über 20 Jahre auf den gesamten Stromabsatz überwälzen. Auch wenn eine vollständige Überwälzung in Zeiten harten Wettbewerbs wenig realistisch erscheint, so ist diese Größe doch ein guter Indikator für potentielle Wettbewerbsverzerrungen infolge alternativer Regelungen zum Atomausstieg. Es zeigt sich, dass insbesondere die HEW und die NWS von

Tabelle 3: Belastung der einzelnen EVU bei einer Verkürzung der Nutzungsdauer der einzelnen Kernkraftwerke (abgezinst auf 2000)

	Szenario "30 Kalenderjahre"		Szenario "30 Volllastjahre"		Szenario "26 Volllastjahre"	
	Absolut Mrd. DM	Belastung Pf/kWh*	Absolut Mrd. DM	Belastung Pf/kWh*	Absolut Mrd. DM	Belastung Pf/kWh*
Bayernwerk AG	3.5	0.5	2.0	0.3	3.2	0.4
Energie Baden-Württemberg AG	3.6	0.7	2.0	0.4	3.2	0.6
Hamburger Electricitätswerke AG	2.5	1.4	1.1	0.6	1.9	1.1
Isar-Amperwerke AG	1.0	0.9	0.5	0.5	0.8	0.8
Neckarwerke Stuttgart AG	1.7	1.2	0.9	0.7	1.5	1.1
PreussenElektra AG	6.3	0.6	3.4	0.3	5.5	0.5
RWE Energie AG	7.4	0.6	3.5	0.3	5.7	0.4
Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG	0.8	0.3	0.5	0.2	0.8	0.3
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH	0.7	0.9	0.4	0.6	0.7	0.9
Andere	1.3	0.3	0.7	0.2	1.2	0.3
Summe	28.8	0.6	15.1	0.3	24.5	0.5

* Belastung bei einer Überwälzung der zusätzlichen Kosten auf den gesamten Stromabsatz des Unternehmens

**Der ZEW-Forschungsbereich
Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement**

Ziel des Forschungsbereiches Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement ist es, Umwelt- und Ressourcenprobleme wissenschaftlich zu analysieren und politisch umsetzbare Lösungsvorschläge zu erarbeiten. Problemanalyse und Entwicklung von wirtschaftspolitischen Handlungsoptionen orientieren sich am Konzept einer nachhaltigen Entwicklung. Hierbei wird überprüft, inwieweit gegenwärtige Wirtschaftsformen bzw. durch Politikmaßnahmen hervorgerufene Veränderungen mittel- bis langfristig umweltverträglich, wirtschaftlich tragfähig (effizient) und sozialkonform („gerecht“) sind. Eine besondere Bedeutung kommt dabei der grenzüberschreitenden und zeitlichen Dimension menschlicher Nutzung von Umwelt und Ressourcen zu. Neben der qualita-

tiv-theoretischen Analyse geht es auch um die Quantifizierung möglicher trade-offs zwischen öko-logischen und ökonomischen Zielen auf betrieblicher, sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Ebene. Die Kombination aus qualitativen und quanti-tativen Arbeiten wird als leistungsfähiges Instrumentarium der rationalen Politik- und Unternehmensberatung eingesetzt. Die Ergebnisse der Forschungsarbeiten sollen zum einen über Fachpublikationen und -vorträge in die wissenschaftliche Diskussion einfließen. Zum anderen geht es darum, politische Entscheidungsträger, Unternehmen sowie die interessierte Öffentlichkeit in jeweils angemessener Form über die Forschungsaktivitäten zu informieren bzw. in konkreten Fragen gezielt zu beraten.

die Zukunft verschiebt. Allerdings bringt die Variante „Volllastjahre“ auch dann Kostenvorteile, wenn sie so gewählt wird, dass der gleiche Ausstiegszeitpunkt wie in der Variante „Kalenderjahre“ erreicht wird. Dies liegt daran, dass trotz der entsprechenden Verkürzung der Laufzeiten bei der Variante „Volllastjahre“ einige Kraftwerke wegen

ihrer geringen historischen Auslastung länger am Netz bleiben dürfen als dies bei der Variante „Kalenderjahre“ erlaubt wäre, was zu einem kostensenkenden Kapazitätsausnutzungseffekt führt. Neben der Höhe der Gesamtkosten beeinflussen die Länge und Bezugsbasis für die Laufzeiten auch entscheidend die Verteilung der Kosten auf die

Eigentümergeellschaften. Letztere werden von alternativen Regelungen ganz unterschiedlich in ihrer Wettbewerbsfähigkeit betroffen. Dies impliziert, dass die Eigentümergeellschaften bei den Ausstiegsverhandlungen nicht unbedingt als homogene Einheit aufzufassen sind. Für den Gesetzgeber stellt sich in diesem Zusammenhang nicht nur die Aufgabe, eine möglichst entschädigungsfreie Regelung zu finden, sondern auch eine Lösung zu wählen, die weitgehend wettbewerbsneutral zwischen den konkurrierenden Eigentümergeellschaften wirkt.

Literatur

Böhringer, C.; Hoffmann, T. und S. Vögele (1999): Zu den Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Mannheim.

Deutsches Atomforum (1999): Kernenergie in Deutschland: Jahresbericht 1998, Bonn.

Majewski (1999): Es drohen ruppige Zeiten, Die Zeit, Nr.34,S.19.

Pfaffenberger W.und H.-J.Gerdey (1998): Zur Bedeutung der Kernenergie für die Volkswirtschaft und die Umwelt. Zur Abschätzung der Kosten des Ausstiegs. Untersuchung im Auftrag der VDEW, Bremen.

Siemens AG (1999): Von Siemens gebaute Kernkraftwerke, Internet-Informationen der Siemens AG, <http://www.siemens.de/kwu/d/foa/n/products/kkw/kkw.htm>.

Stelzer,L.(1992): Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnungen – Anwendungsmöglichkeiten für die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 91,Heft 16, S.1034-1042.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke/VDEW (1993): Investitionsrechnung in der Elektrizitätswirtschaft, VDEW, Frankfurt a.M.