



Hamburgisches
WeltWirtschafts
Institut

Auswirkungen der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken auf die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien

Henning Vöpel, Jens Uehlecke

HWWI Research

Paper 1-35
des

HWWI-Kompetenzbereiches
Wirtschaftliche Trends

Jens Uehlecke
ZEIT Wissen

Henning Vöpel
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 334 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776
voepel@hwwi.org

HWWI Research Paper
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)
Heimhuder Str. 71 | 20148 Hamburg
Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776
info@hwwi.org | www.hwwi.org
ISSN 1861-504X

Redaktion:
Thomas Straubhaar (Vorsitz)
Michael Bräuninger

© Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) | Oktober 2010
Alle Rechte vorbehalten. Jede Verwertung des Werkes oder seiner Teile
ist ohne Zustimmung des HWWI nicht gestattet. Das gilt insbesondere
für Vervielfältigungen, Mikroverfilmung, Einspeicherung und Verarbei-
tung in elektronischen Systemen.



Auswirkungen der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken auf die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien

Henning Vöpel (HWWI und HSBA)

Jens Uehlecke (ZEIT Wissen)

1. Einleitung

Die Energieversorgung steht vor einem großen Umbruch. Die fossilen Energieträger verursachen erhebliche CO₂-Emissionen und sind zudem nur endlich verfügbar. Zum Ausbau der erneuerbaren Energien besteht langfristig keine Alternative – darin besteht weitgehender Konsens (vgl. Bräuninger et al., 2010). Oft wird argumentiert, dass ein einseitiger Ausbau der erneuerbaren Energien kurzfristig zu Wettbewerbsnachteilen führen kann, da diese bislang noch teurer als fossile Energie und Kernenergie sind. Deshalb sei ein internationales Klimaabkommen erforderlich, um die fehlenden Anreize für einen nationalen Ausbau erneuerbarer Energien zu überwinden. Übersehen wird aber, dass gerade ein frühzeitiges Umsteuern in der nationalen Energiepolitik trotz temporärer Nachteile langfristig zu einem Wettbewerbsvorteil führen kann.

Die Bedingungen, unter denen ein einseitiges, industriepolitisch begründetes Vorgehen ökonomisch sinnvoll sein kann, wurden bislang kaum diskutiert. In vielen Studien werden – je nach ideologischem und politischem Standpunkt – die Folgen eines Ausbaus erneuerbarer Energien in unterschiedlichen Szenarien in Bezug auf die energiepolitischen Ziele Klimaverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit analysiert. Ende September hat die Bundesregierung ein neues Energiekonzept beschlossen. Dieses sieht vor, die Laufzeit der Kernkraftwerke um durchschnittlich – abhängig vom Alter der Kraftwerke – zwölf Jahre, maximal um 14 Jahre zu verlängern. Damit wird der Ausstieg aus der Kernenergie gegenüber dem Beschluss der rot-grünen Koalition aus dem Jahr 2002 von 2022 auf 2036 verschoben. Begleitend zur Laufzeitverlängerung wurden Maßnahmen zur Förderung und zum Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen.

Das dem Energiekonzept zugrunde liegende Gutachten berechnet in unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Szenarien die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die

zukünftige Energieversorgung (vgl. Schlesinger et al. 2010). An der Methodik des Gutachtens ist verschiedentlich Kritik geübt worden (vgl. z. B. Kiel Policy Brief 2010, Knopf 2010). Die zentrale Frage, wie sich eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien auswirkt, wird in dem Gutachten quasi per Annahme ausgeblendet. Tatsächlich dürfte die Entscheidung der Bundesregierung für eine Laufzeitverlängerung Folgen für den energiepolitischen Pfad des Umbaus der Energieversorgung von den fossilen zu den erneuerbaren Energien haben. Das Problem der Technologiewahl ist dabei kein statisches, sondern ein intertemporales Problem, da verschiedene dynamische Effekte zu berücksichtigen sind. So steigen im Zeitablauf die Kosten für fossile Energie, während bei neuen Technologien Kosten senkende Lerneffekte existieren. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Umstellung der Energieversorgung aufgrund der dafür erforderlichen Investitionen Zeit benötigt. Um energetische Gebäudesanierungen zur Erhöhung der Energieeffizienz oder den Umbau des Kapitalstocks auf saubere Energien zu beschleunigen, ist zu einem frühen Zeitpunkt und für eine relativ lange Periode Planungs- und Investitionssicherheit notwendig. Zudem ist bei der Technologiewahl zu beachten, dass die unterschiedlichen Technologien in einem bestimmten technischen und ökonomischen Verhältnis zueinander stehen. Einige Technologien beschreiten einen ähnlichen Entwicklungspfad, andere sind komplementär, wiederum andere substitutiv zueinander, wodurch zusätzliche Restriktionen für die Wahl des intertemporal optimalen Energiemix entstehen.

Im Zentrum der nachfolgenden Analyse steht die Frage, welche Auswirkungen die von der Bundesregierung kürzlich beschlossene Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke von durchschnittlich zwölf Jahren auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien hat. Als Argument gegen eine Laufzeitverlängerung wird häufig vorgebracht, dass zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien ein Technologiekonflikt bestünde. Demzufolge bremst eine Laufzeitverlängerung heute den Ausbau und die Entwicklung erneuerbarer Energien, was sich zukünftig negativ auf die Substitution fossiler Energie durch erneuerbare Energie auswirkt. Durch Modellsimulationen soll berechnet werden, welche Verzögerung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in Bezug auf die fossilen Energien für bestimmte „Konfliktraten“ zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energien zur Folge hat. Ausdrücklich ist an dieser Stelle festzustellen, dass viele wichtige technische Parameter und Restriktionen bezüglich des Kraftwerksparks einer Volkswirtschaft hier nicht berücksichtigt werden. Es wird im Folgenden der Versuch unternommen, einen wichtigen Aspekt, über den bislang unterschiedliche Einschätzungen und Meinungen bestehen, zu quantifizieren und dadurch als Argument einer Diskussion zugänglich zu machen. .

2. Fragestellung

Die internationalen Klimaverhandlungen geben angesichts der divergierenden wirtschaftlichen Interessen der Länder wenig Anlass zu Optimismus. Vor diesem Hintergrund wird häufig argumentiert, dass nur neue Technologien, nicht aber ein Klimaabkommen die Lösung des Klimaproblems sein können. Bei der Entwicklung neuer Technologien zur Marktreife existiert jedoch ein doppeltes Marktversagen, zum Einen im Aufbau der erforderlichen Infrastruktur für neue Technologien und zum Anderen in der Bestimmung eines adäquaten Preises für CO₂-Emissionen. Beides wirkt wie eine Markteintrittsbarriere für neue Technologien (vgl. Leschus, Vöpel et al., 2010). Umso wichtiger sind politisch verlässliche Rahmenbedingungen für den langfristigen Entwicklungspfad neuer Technologien.

Die intertemporal optimale Technologiewahl lässt sich als klassisches Kontrollproblem darstellen. Ein Kontrollproblem ist definiert durch eine Kontrollgröße und eine Zustandsgröße, die durch die Kontrollgröße gesteuert wird. Auf das dynamische Technologiewahlproblem in der Energieversorgung angewendet, lässt sich der Energiepreis als Zustandsgröße und der Energiemix, resultierend aus einer bestimmten Technologiewahl, als politische Kontrollgröße definieren. Mit dem Energiemix wird der Energiepreis im Zeitablauf gesteuert. Die Lösung des so definierten Problems beschreibt den optimalen Pfad in Bezug auf den Energiemix.

Die entscheidende Kontrollgröße für das Technologiewahlproblem ist – anders als vielfach in Diskussion dargestellt – nicht die Energieintensität, sondern der Energiemix. Die Energieintensität der Produktion einer Volkswirtschaft wird maßgeblich und vorrangig durch die produktionstechnologische Spezialisierung gemäß komparativer Kostenvorteile bestimmt. So kann gerade eine hohe Energieeffizienz zu einer hohen Energieintensität führen. Eine solche Volkswirtschaft spezialisiert sich dann eher auf die energieintensive Stahlproduktion als die arbeitsintensive Fertigung von Textilien. Formal lässt sich der Zusammenhang wie folgt darstellen:

$$\underbrace{\frac{\text{Energie}}{\text{Output}}}_{\text{Energieintensität}} \times \underbrace{\frac{\text{CO}_2}{\text{Energie}}}_{\text{abhängig vom Energiemix}} = \underbrace{\frac{\text{CO}_2}{\text{Output}}}_{\text{CO}_2\text{-Intensität}}$$

Die CO₂-Intensität der gesamtwirtschaftlichen Produktion ergibt sich aus dem Produkt der Energieintensität, die durch Energieeffizienz und komparative Kostenvorteile bestimmt wird, und der CO₂-Intensität der Energie, die vom Energiemix und damit der Technologiewahl abhängt. Die CO₂-Intensität der Energie ergibt sich in Abhängigkeit vom Energiemix wie folgt:

$$C_E = \frac{F}{E} \times C_F + \frac{A}{E} \times C_A + \frac{R}{E} \times C_R, \text{ wobei}$$

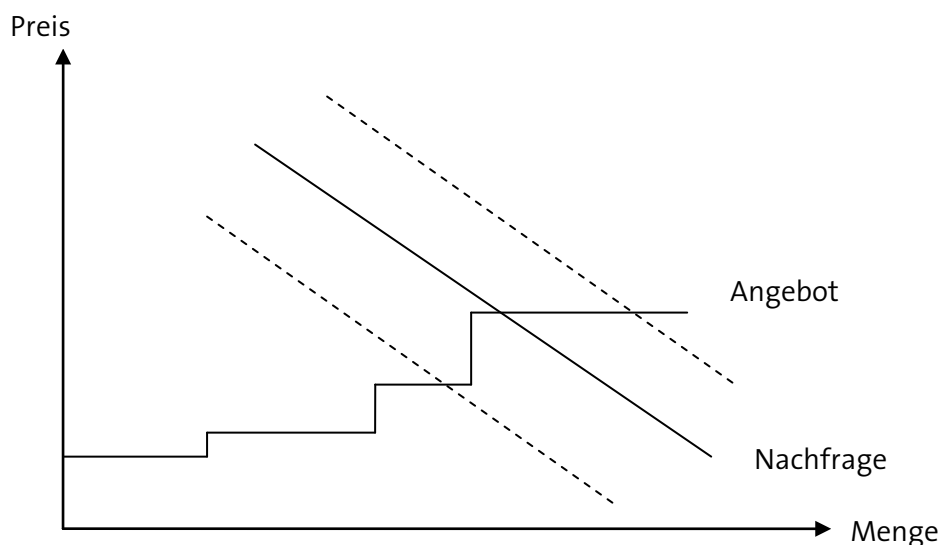
$C_E = \frac{CO_2}{E}$ die CO₂-Intensität bezogen auf den Energiemix,

C_F, C_A, C_R die CO₂-Faktoren fossiler, Kern- und erneuerbarer Energie und

$\frac{F}{E}, \frac{A}{E}, \frac{R}{E}$ die entsprechenden Anteile fossiler Energie (F), Atomenergie (A) und erneuerbarer Energie (R) an der Gesamtenergie (E) sind.

Der Marktpreis für Strom wird kurzfristig durch die Grenzkosten der letzten nachgefragten Energieeinheit bestimmt. Die Angebotsfunktion setzt sich dabei aus den ansteigend geordneten Grenzkosten, der sogenannten „Merit Order“ zusammen (vgl. Abbildung 1). Der Marktpreis wird daher durch den Kraftwerkspark einer Volkswirtschaft determiniert (vgl. Bode, 2007). Der Kraftwerkspark muss jedoch technischen Restriktionen und gleichzeitig Nachfrageschwankungen im Tages- und Jahresverlauf (z. B. Grundlastfähigkeit) Rechnung tragen. Während der Zusammenhang zwischen Kraftwerkspark und Energiemix eindeutig ist, impliziert aber ein bestimmter Marktpreis umgekehrt keinen eindeutigen Kraftwerkspark. Insoweit ist die Diskussion um den Energiemix mit bloßem Bezug auf den Marktpreis verkürzt. Vielmehr ist ein ressourcenökonomischer Ansatz erforderlich, um die Vorteilhaftigkeit des optimalen Energiemix zu zeigen. Neben den Investitionskosten, den Netzentgelten und den Energiesteuern stellen die Preise für Energierohstoffe und CO₂-Emissionen die wesentlichen Kosten der Energieerzeugung dar. Relevant sind vor allem die Rohstoffpreise für die importierten Energierohstoffe und die zu entrichtenden CO₂-Preise.¹ Einzelwirtschaftliche Konsumenten- und Produzentenrenten lassen sich ggf. umverteilen.

Abbildung 1: Merit Order und Preisbildung

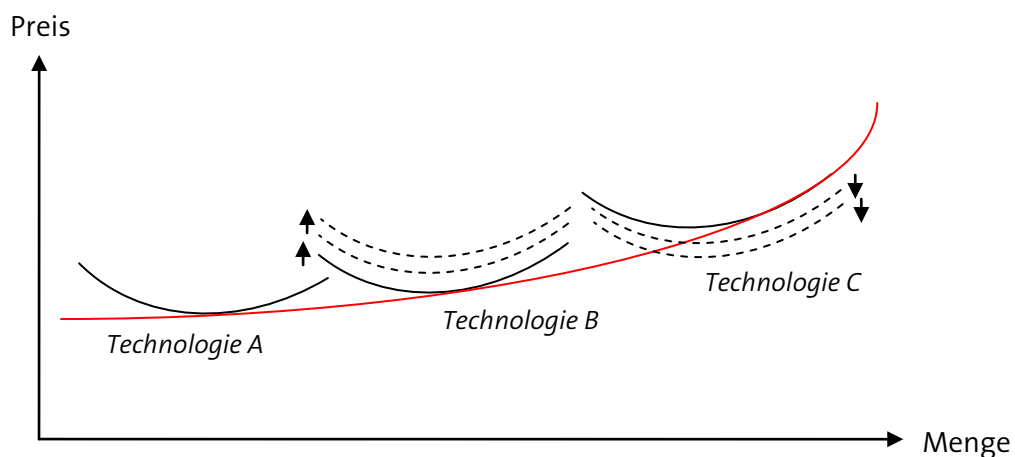


¹ Ein Mindestpreis für CO₂-Emissionen zur Korrektur der externalisierten Kosten des Klimawandels ist notwendig, um ein Absinken des Preises für fossile Primärenergieträger auf die Förderkosten zu vermeiden. Nur so besteht ein Anreiz, einen Teil der Vorkommen an fossilen Energierohstoffen im Boden zu lassen.

Eine Grenzkostenbetrachtung ist daher nur bedingt zweckmäßig. Hinzu kommt, dass sich die Strompreise in Zukunft vermehrt auf Vollkostenbasis bilden werden. Aufgrund erwähnter technischer Restriktionen müssen grundlastfähige Kraftwerke vorgehalten werden, ohne dass diese wegen der Einspeisung erneuerbarer Energien permanent in Betrieb sein können. Die grenzkostenbasierten Marktpreise können die Fixkosten nicht decken, so dass bei privaten Anbietern der Preis nach Vollkosten berechnet werden muss oder der Staat die Kraftwerke betreibt und die Verluste übernimmt (Nitsch, 2010, S. 31 ff.).

Langfristig sind daher die Durchschnittskosten von Bedeutung. Die verschiedenen Technologien weisen dabei unterschiedliche Kostenstrukturen auf, wie in Abbildung 2 dargestellt. Die Umhüllende stellt dann die langfristige Angebotskurve dar.

Abbildung 2: Durchschnittskosten und langfristige Kostenfunktion



Durch drei Effekte kann es bei dynamischer Betrachtung zu Verschiebungen der Kostenfunktionen und der aggregierten Angebotsfunktion kommen. Dabei ist auch eine Umkehr der Reihenfolge verschiedener Technologien möglich (vgl. Abbildung 2). Es ist anzunehmen, dass sich im Zeitablauf

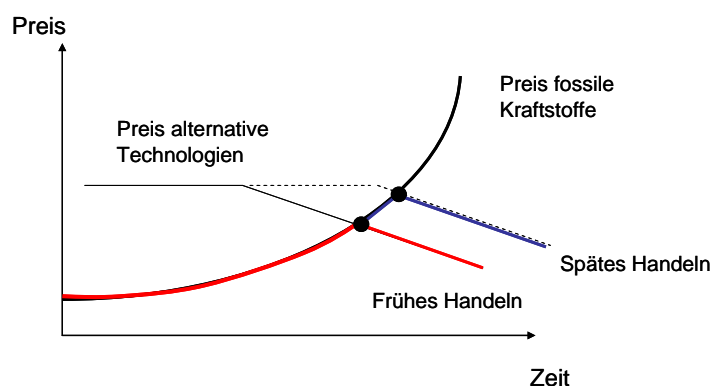
1. **der Preis fossiler Primärenergieträger erhöht,**
2. **der Preis für CO₂ steigt und**
3. **es zu technischem Fortschritt und Lernkurveneffekten kommt.**

Durch den Preisanstieg bei den fossilen Energieträgern infolge steigender Knappheit – die Nachfrage steigt und das Angebot nimmt ab – werden neue Technologien auf dem Markt mit der Zeit ohnehin attraktiver. Da die Energienachfrage zumindest kurzfristig sehr unelastisch in Bezug auf den Preis reagiert, können die Preissteigerungen bei sinkendem Angebot an fossilen Energien sehr kräftig ausfallen. Dadurch werden schon jetzt alternative Technologien und erneuerbare Energien wettbewerbsfähiger. Dieser Effekt ist in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit umso größer, je stärker andere noch an den alten, fossilen

Technologien festhalten und je früher die eigene energiepolitische Wende eingeleitet worden ist. Stellen alle gleichzeitig auf erneuerbare Energien um, sinkt die Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen, so dass der Preis fällt und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien gegenüber fossiler Energie gemindert wird. Demzufolge besteht ein individueller Anreiz, einen Vorsprung in der Entwicklung und in dem Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber anderen Volkswirtschaften zu erzielen. Gerade ein einseitiges Vorgehen schafft also Vorteile, da der Preis für fossile Energien dann nicht sinkt. Dies gilt insbesondere für kleine Volkswirtschaften, da diese keinen Einfluss auf den Energiepreis haben.

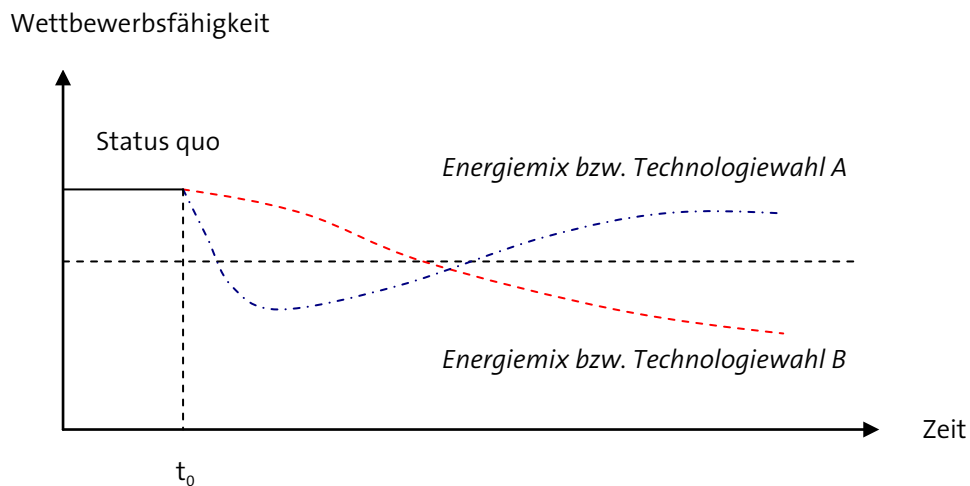
Durch den Preiseffekt werden zudem private Forschungsinvestitionen zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur technologischen Weiterentwicklung rentabel. Der Preismechanismus führt zu verhaltensinduzierten Anpassungen, die den Prozess zur Erreichung der Marktreife von neuen Technologien erheblich beschleunigen können. Gleichwohl sind begleitende wirtschaftspolitische Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien und alternativer Technologien sinnvoll. Frühes Handeln verschiebt den Entwicklungsprozess zeitlich nach vorne und kann so zu einem deutlich niedrigeren Preispfad führen. Neue Technologien schaffen Substitutionsmöglichkeiten zu fossilen Energieträgern und können die Preissteigerungen erheblich dämpfen (vgl. Abbildung 3). Um private Investitionen in Forschung und Entwicklung anzustoßen, ist jedoch ein zuverlässiges Bekenntnis des Staates notwendig.

Abbildung 3: Förderung alternativer Technologien, Marktreife und Preispfad



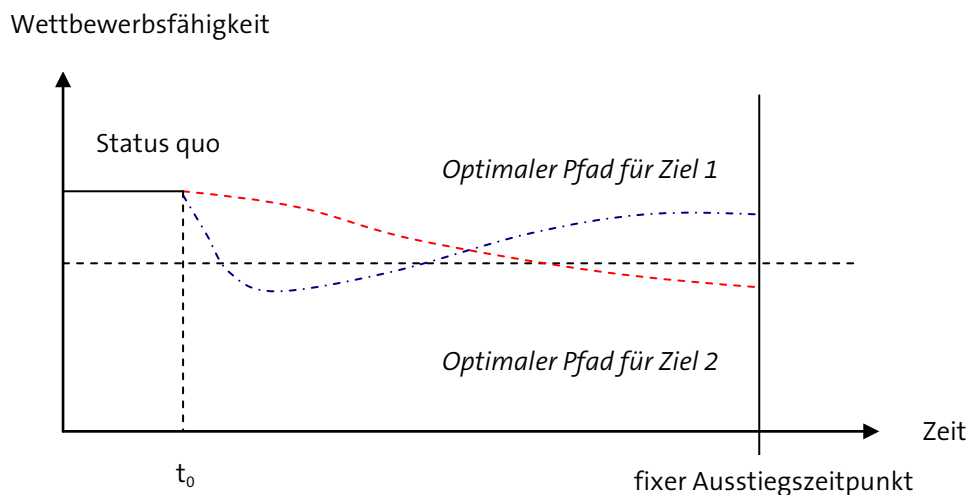
Aufgrund der genannten dynamischen Effekte existiert zu jedem Zeitpunkt eine mehr oder weniger veränderte Angebotskurve. Somit ergibt sich daraus – wie oben skizziert – ein intertemporales Optimierungs- bzw. Kontrollproblem, da im Prinzip – maßgeblich beeinflusst von den energiepolitischen Entscheidungen – unendlich viele Trajektorien existieren (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Technologiewahl und Preispfad



Wer behauptet, die Wettbewerbsfähigkeit durch einen bestimmten Energiemix oder eine bestimmte Technologiewahl maximieren zu wollen, muss gleichzeitig angeben, zu welchem Zeitpunkt dies gelten soll bzw. welche Ziele dadurch erreicht werden sollen. Ohne Angabe der Ziele ist eine Begründung der Instrumente sinnlos. Da es aufgrund der dynamischen Effekte und Umrüstkosten nicht möglich ist, zu jedem Zeitpunkt den jeweils optimalen Energiemix herzustellen, stellt sich die Frage nach einem globalen Maß bzw. Kriterium für die Bestimmung des optimalen Pfades. Als Kriterium für die Wahl des optimalen Pfades kommen z. B. in Frage, den günstigsten Energiepreis zu einem ex ante definierten fixen Endzeitpunkt oder den durchschnittlich günstigsten Energiepreis über den gesamten Anpassungszeitraum zu erreichen. Dabei sind ferner Restriktionen zu beachten, wie zum Beispiel ein politisch definierter fixer Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie oder ein vorgegebener Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix. In Abhängigkeit von Zielen und Restriktionen lassen sich optimale Pfade bestimmen (vgl. Abbildung 5).

Abbildung 5: Optimale Pfade für unterschiedliche Ziele

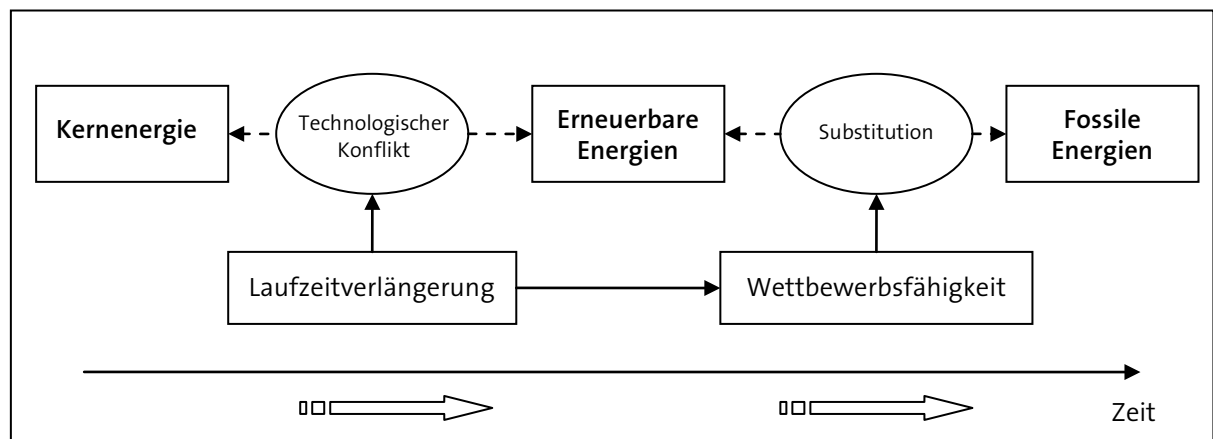


Auf Grundlage dieser Überlegungen besteht das Modell im Wesentlichen aus zwei Größen: der exogenen Politikvariable „Energemix“ bzw. „Technologiewahl“ und der relativen Wettbewerbsfähigkeit, gemessen als Preisdifferenz zwischen dem Energiepreis unter dem Energemix im Status quo und dem Energiepreis für alternative Optionen. Die jeweiligen Preispfade lassen sich unter bestimmten Annahmen für die oben genannten dynamischen Effekte berechnen. Hinsichtlich der Richtung und Bedeutung der Effekte besteht – wie in der laufenden energiepolitischen Diskussion zu beobachten – unterschiedliche Auffassung, zumindest aber große Unsicherheit. Durch eine Kalibrierung der entsprechenden Parameter in einer gewissen Bandbreite kann die Robustheit einer bestimmten politischen Entscheidung gezeigt werden.

3. Simulationsrechnungen

Im Folgenden sollen anhand von Simulationsrechnungen die Auswirkungen der von der Bundesregierung beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernenergie auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien analysiert werden. Die leitende Idee ist dabei folgende: Ein technologischer Konflikt zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien heute führt in Zukunft zu veränderten Substitutionsmöglichkeiten zwischen erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Laufzeitverlängerung und Wettbewerbsfähigkeit



Die länger laufenden Kernkraftwerke verdrängen dabei tendenziell weniger die fossilen Energien als die erneuerbaren Energien, da ein wirtschaftlicher Betrieb der Kernkraftwerke nur bei Volllast möglich ist. Ein kurzfristiges Rauf- und Herunterfahren bei Spitzen in der Erzeugung und Einspeisung der erneuerbaren Energien ist teurer als beispielsweise bei Erdgaskraftwerken. Wirtschaftlich bei Volllast betriebene Kernkraftwerke „vertragen“ sich daher kaum mit der volatilen Erzeugung erneuerbarer Energien. Gleiches gilt aufgrund ähnlicher Kostenstruktur für die Kohlekraftwerke. Eine Laufzeitverlängerung ist aus diesem Grund nur dann sinnvoll, wenn diese die Kohlekraftwerke substituieren. Aufgrund der auch in Zukunft bestehenden Notwendigkeit von grundlastfähigen Kraftwerken für die

Energieversorgung besteht die politische Entscheidung darin, entweder das hohe Risiko von Kernkraftwerken oder die Klimaschädlichkeit von Kohlekraftwerken in Kauf zu nehmen. Unter der Annahme, dass der grundsätzliche Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie nicht zurückgenommen wird und die Grundlastfunktion durch fossile Kraftwerke erfüllt wird, tritt die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in direkte Konkurrenz zu den erneuerbaren Energien. Die wesentlichen Begründungen für eine Verzögerung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien durch die Laufzeitverlängerung sind dabei folgende:

- Kernenergie und erneuerbare Energien beschreiten technologisch unterschiedliche Entwicklungspfade, sie sind substitutiv statt komplementär zueinander. Zwar besteht ein Vorrang von erneuerbaren Energien bei der Einspeisung in das Netz, jedoch können Kernkraftwerke nur bedingt kurzfristig hoch- und heruntergefahren werden. Dies ist jedoch notwendig, um bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien einen Zusammenbruch des Stromnetzes zu vermeiden. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur bei Volllastbetrieb möglich, gleichzeitig sind aufgrund unstetiger Strombereitstellung durch erneuerbare Energien, vor allem Sonne und Wind, aber weiterhin grundlastfähige Kraftwerke erforderlich. Das kurzfristige Hoch- und Herunterfahren ist jedoch bei Gaskraftwerken deutlich günstiger als bei Kernkraftwerken. Aus technischen Gründen könnte man Kernenergie deshalb Vorrang vor erneuerbaren Energien einräumen, diese aber dennoch vergüten, um die Förderung aufrecht zu erhalten. Eine Minderung des Problems der Grundlastfähigkeit und der Spitzenlasten lässt sich über neue, leistungsfähigere Netze und neue Speichertechnologien erreichen. Zu beiden Aspekten sind im Energiekonzept der Bundesregierung Maßnahmen vorgesehen.

- Durch die Entscheidung der Bundesregierung, die Laufzeiten der Kernkraftwerke zu verlängern, ist die Planungs- und Investitionssicherheit in Bezug auf erneuerbare Energien gesunken. Ordnungspolitisch ist es bedenklich, Spielregeln während des Spiels zu verändern, zumal dies bei einem Investitionshorizont von mehreren Jahrzehnten rückwirkende Folgen auf die Rentabilität hat. Die entstandene Investitionsunsicherheit gerade auch privater F&E-Investitionen ist dabei nicht allein auf die konkrete Entscheidung über die Laufzeitverlängerung beschränkt, sondern erstreckt sich zudem auf die gestiegene Wahrscheinlichkeit einer neuerlichen Laufzeitverlängerung. Mit dem gleichen Argument wie heute ließen sich in zwölf Jahren die Laufzeiten abermals verlängern. Technisch formuliert hat sich das Kontrollproblem mit fixem Endpunkt (hier: Ausstieg aus der Kernenergie) zu einem Kontrollproblem mit offenem Zeithorizont geändert. Das Signal eines fehlenden Commitments des Staates führt zu Attentismus bei privaten Investitionen. Die Bremswirkung der Laufzeitverlängerung auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien ist jedoch an Bedingungen geknüpft. Es gibt nur dann eine unvermeidliche und zeitlich nur zu verschiebende Phase der Markteinführung einer neuen Technologie, sofern man i) den technischen Fortschritt nicht im Labor, sondern in der praktischen Anwendung erzielt (wie bei fast allen Technologien) und ii) den technischen Fortschritt nicht ohne hohe Kosten von anderen adaptieren kann.
- Ein drittes Argument betrifft die wettbewerbspolitischen Implikationen der Entscheidung zur Laufzeitverlängerung. Durch die Laufzeitverlängerung wird die marktbeherrschende Stellung der großen Energiekonzerne gefestigt. Diese gewinnen Zeit, den Entwicklungsnachteil bei erneuerbaren Energien aufzuholen bzw. den Entwicklungsprozess durch die Errichtung von Markteintrittsbarrieren zu verzögern. Mit einem solchermaßen unterdrückten technischen Fortschritt bei den erneuerbaren Energien verlängert sich zudem das Argument, Kernenergie sei unverzichtbar.

Methodik:

Es wird für die Simulationsrechnungen a priori kein bestimmter, präjudizierender Technologiekonflikt angenommen. Das Simulationsmodell wird vielmehr mit verschiedenen Parameterwerten kalibriert. Abhängig von der Stärke des Technologiekonflikts ergeben sich dabei zwei Effekte:

- Die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien in Bezug auf die fossilen Energieträger verzögert sich gegenüber dem Referenzszenario (gemessen in Jahren).

- Die Kosten der erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit („break-even“) erhöhen sich gegenüber dem Referenzszenario (gemessen in Cent/kWh).

Annahmen:

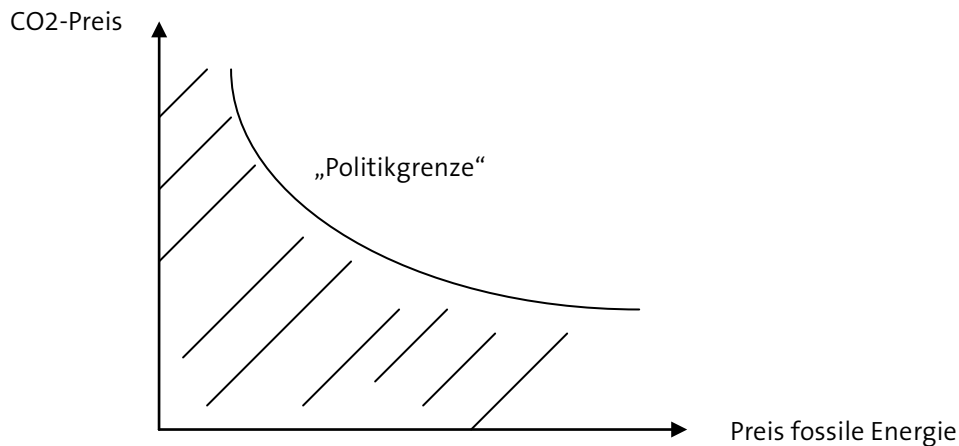
Für die Simulationsrechnungen wird angenommen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien im Energiemix sich wie im Referenzszenario vorgesehen entwickelt. Der Technologiekonflikt reduziert allein den technischen Fortschritt bei den erneuerbaren Energien. Der Technologiekonflikt tritt dann auf, wenn die länger betriebenen Kernkraftwerke nicht die Kohlekraftwerke verdrängen. Gleichzeitig steigen die realen Kosten fossiler Energieträger mit konstanter Rate von 1,5% jährlich. Hierunter fallen steigende Preise für Energierohstoffe und für CO₂-Emissionen. Hinsichtlich der Modellierung des technischen Fortschritts sind unterschiedliche Spezifikationen denkbar:

- der Kosten senkende technische Fortschritt wächst mit konstanter Rate von 2,0% jährlich.
- der technische Fortschritt steigt mit dem mengenmäßigen Ausbau der erneuerbaren Energien („learning by doing“); als anfängliche Rate im Jahr 2010 werden 2,0% angenommen.
- der technische Fortschritt sinkt über die Jahre. Die Begründung ist, dass am Anfang einer neuen Technologie die größten, weil nahe liegenden Fortschritte erzielt werden. Danach wird es immer schwieriger, durch technische Innovationen die Kosten zu senken. Auch hier wird eine anfängliche Rate im Jahr 2010 von 2,0% angenommen.
- Allgemein lautet die Spezifikation des technischen Fortschritts: $P_t = P_0 \cdot e^{-\delta t}$ bzw. $P_t = P_0 \cdot e^{-\delta B(t)}$ bzw. $P_t = P_0 \cdot e^{-\delta(\bar{B}-B(t))}$, wobei $B(t)$ der Bestand an Erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt t ist und \bar{B} die Zielgröße an Erneuerbaren Energien für den betrachteten Zeitraum ist.²

Bezüglich der Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise besteht Unsicherheit; gleichzeitig sind sie aber kritisch für die Ergebnisse der Simulationsrechnungen. Durch Variation der Parameterwerte lässt sich im Entscheidungsraum eine „Politikgrenze“ definieren, durch welche die Vorteilhaftigkeit einer bestimmten Politikoption markiert wird (vgl. Abbildung 7).

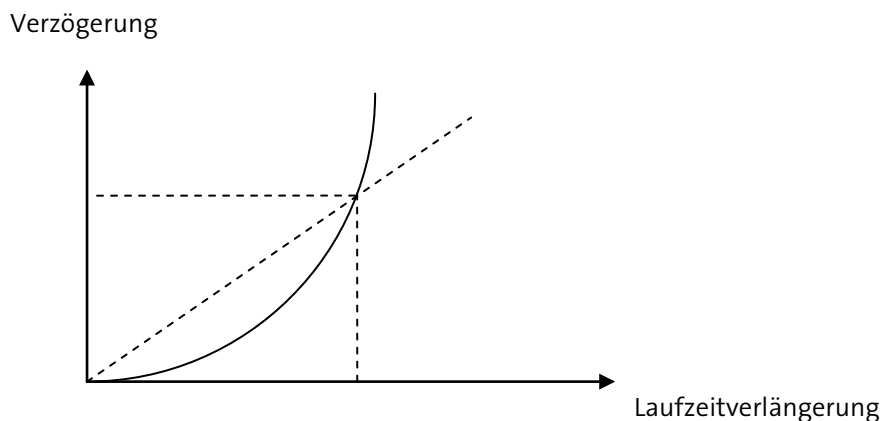
² Vielfach wird diskutiert, ob die Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) anreizökonomisch Kosteneffizienz und technischen Fortschritt induziert oder nur eine mengenmäßige Ausdehnung der Produktion erneuerbarer Energien bewirkt.

Abbildung 7: Entscheidungsraum und Politikgrenze



Um die Auswirkungen der Laufzeitverlängerung auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien zu operationalisieren und anschließend zu simulieren, muss die Laufzeitverlängerung in eine Reduktion der Rate des technischen Fortschritts übersetzt werden. Der Zusammenhang lässt sich qualitativ wie folgt darstellen (vgl. Abbildung 8):

Abbildung 8: Zusammenhang zwischen Laufzeitverlängerung und Verzögerung



Mit einer bestimmten Laufzeitverlängerung ist infolge des Technologiekonflikts eine bestimmte Reduktion der Rate des technischen Fortschritts bei den erneuerbaren Energien verbunden; diese führt zu einer Verzögerung der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien gegenüber den fossilen Energien. Zwischen der Laufzeitverlängerung und der Verzögerung besteht dabei ein exponentieller Zusammenhang. Eine geringfügige Laufzeitverlängerung dürfte angesichts der langen Entwicklungszeiten und Investitionshorizonte kaum Auswirkungen auf den Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit haben, lange Laufzeitverlängerungen dagegen schon. Im Extremfall einer Verlängerung von beispielsweise 100 Jahren würde es zu einem sofortigen Stopp sämtlicher Aktivitäten kommen. In diesem Punkt entspricht die Laufzeitverlängerung gerade der Dauer der Verzögerung.

4. Ergebnisse

Die Auswirkungen der Laufzeitverlängerung werden in vier Modellszenarien, einem Referenzszenario und drei Alternativszenarien, numerisch simuliert. Neben den Annahmen für die Simulationsrechnungen (siehe oben) wird zusätzlich der Technologiekonflikt modelliert. Hierfür werden die drei Spezifikationen des technischen Fortschritts mit unterschiedlichen Parameterwerten kalibriert. Die Rate des technischen Fortschritts ist im jeweiligen Referenzszenario der drei Spezifikationen des technischen Fortschritts so kalibriert, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien gegenüber den fossilen Energien ca. 2030 einstellt. In den Anfangsbedingungen sowie nach dem Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit bildet das Referenzszenario mit konstanter Rate des technischen Fortschritts damit die Annahmen des Gutachtens von Nitsch und Wenzel (2010) nach. Die Alternativszenarien sind mit einer geringeren Rate des technischen Fortschritts kalibriert. Begründet ist dies durch den Technologiekonflikt zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien, der durch die Laufzeitverlängerung verschärft wird. Der technische Fortschritt wirkt sich jedoch nur auf einen Teil der Energiekosten aus. Der Energiepreis besteht zu Teilen aus Netzentgelten und Energiesteuern. Auf diese Kostenkomponenten wirkt technischer Fortschritt nicht. Zu beachten ist ferner, dass die Durchschnittskosten insbesondere bei den erneuerbaren Energien mit steigendem Anteil am Energiemix steigen dürften, da die nächste Anlage an einem immer weniger sonnigen oder windigen Standort errichtet werden muss. Vor diesem Hintergrund ist der europaweite Ausbau der Stromnetze ein wesentlicher Faktor für eine erfolgreiche Entwicklung erneuerbarer Energien. Die Annahmen und Ergebnisse der Simulationsrechnungen sind in folgender Tabelle dargestellt (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Annahmen und Ergebnisse der Simulationsrechnungen

Spezifikation	Szenario	Kalibrierung Parameter	Break- even-Jahr	Verzögerung gegenüber Referenz	Preis zum Break-even- Zeitpunkt in Ct/kWh	Preis Referenz zum Break-even- Zeitpunkt in Ct/kWh
degressiv	Referenz	0.00004	2031	0	7.79	7.79
	1	0.00003	2035	4	8.21	7.34
	2	0.00002	2040	9	8.90	6.89
	3	0.00001	2048	17	9.95	6.45
konstant	Referenz	0.020	2030	0	7.68	7.68
	1	0.015	2034	4	8.00	7.08
	2	0.010	2039	9	8.59	6.40
	3	0.005	2046	16	9.60	5.56
progressiv	Referenz	0.00020	2028	0	7.27	7.27
	1	0.00015	2031	3	7.48	6.48
	2	0.00010	2034	6	8.08	5.67
	3	0.00005	2040	12	8.87	4.07

Die sich daraus ergebenden Preispfade sind in den folgenden Abbildungen dargestellt (vgl. Abbildungen 9, 10 und 11). Wettbewerbsfähigkeit ist dort erreicht, wo sich die Preispfade von erneuerbaren und fossilen Energien schneiden. Die vertikale Differenz zum Preis im Referenzszenario zu diesem Zeitpunkt ist der Preiseffekt, der neben der Verzögerung als Folge der Laufzeitverlängerung auftritt (vgl. Tabelle 1, letzte Spalte).

Abbildung 9: Preispfade bei konstanter Rate des technischen Fortschritts

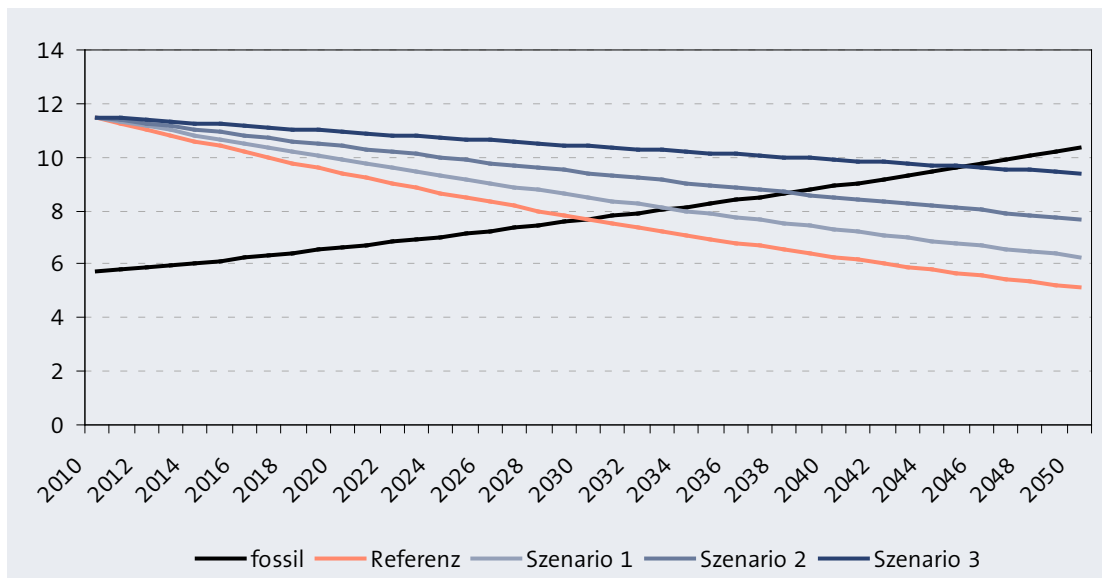


Abbildung 10: Preispfade bei degressiver Rate des technischen Fortschritts

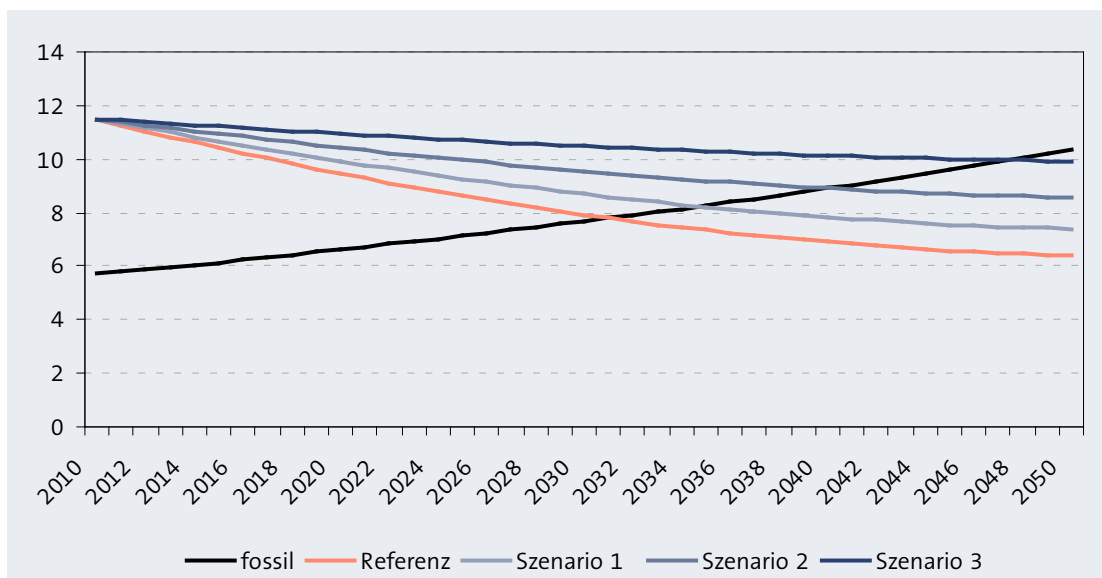
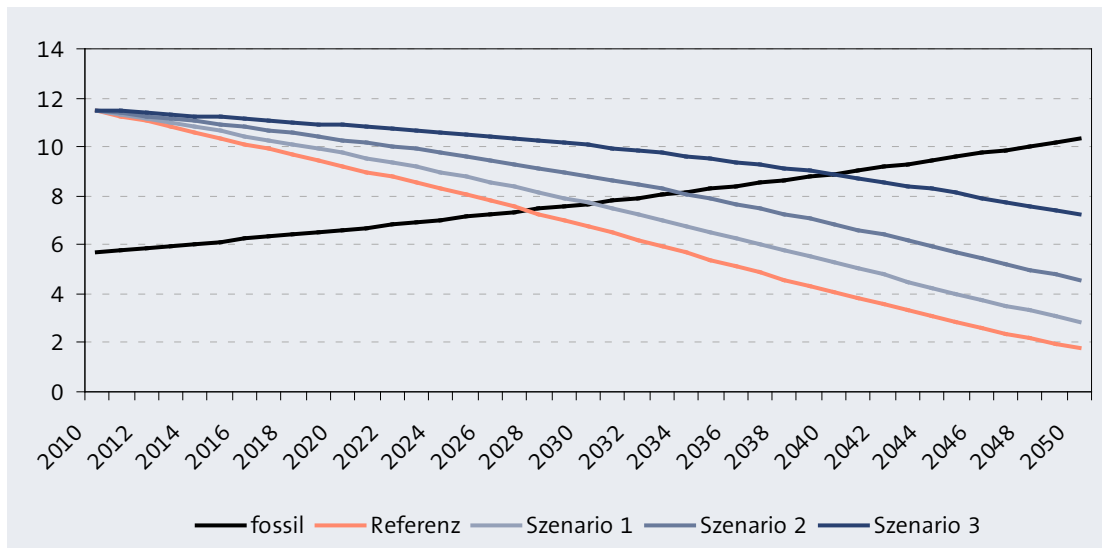


Abbildung 11: Preispfade bei progressiver Rate des technischen Fortschritts



Aus den Preispfaden lassen sich für die Alternativszenarien die Verzögerung der Wettbewerbsfähigkeit und die Preisdifferenz gegenüber dem Referenzszenarien ablesen. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen 12 bis 14 dargestellt. Dabei gilt, dass bei degressiver Spezifikation des technischen Fortschritts die Verzögerung groß, die Preisdifferenz hingegen gering ist, während bei progressiver Spezifikation die Verzögerung gering, die Preisdifferenz hingegen groß ist. Dies liegt daran, dass bei degressiver Spezifikation der technische Fortschritt am Anfang, bei progressiver Spezifikation hingegen am Ende besonders hoch ist.

Abbildung 12: Verzögerung und Preisdifferenz bei konstanter Rate

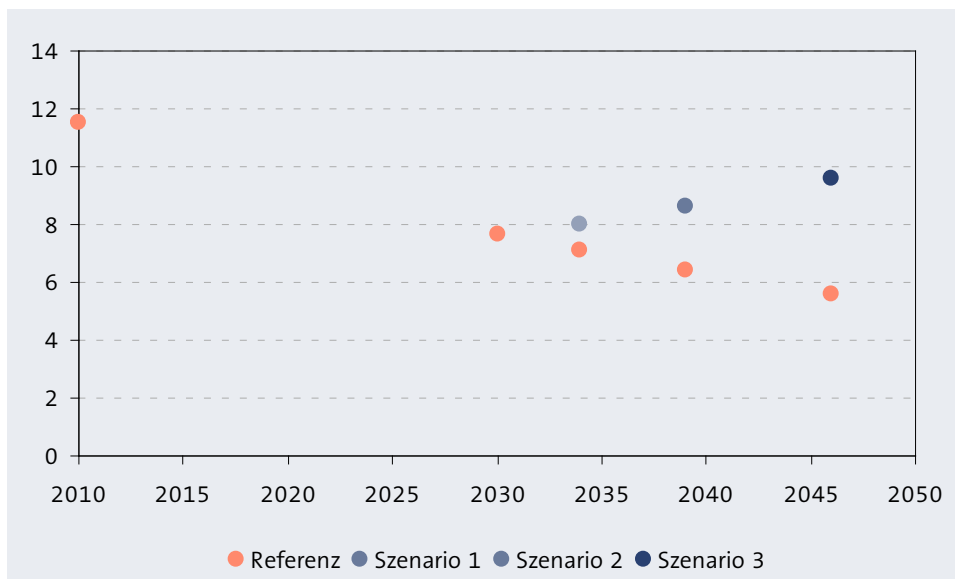


Abbildung 13: Verzögerung und Preisdifferenz bei degressiver Rate

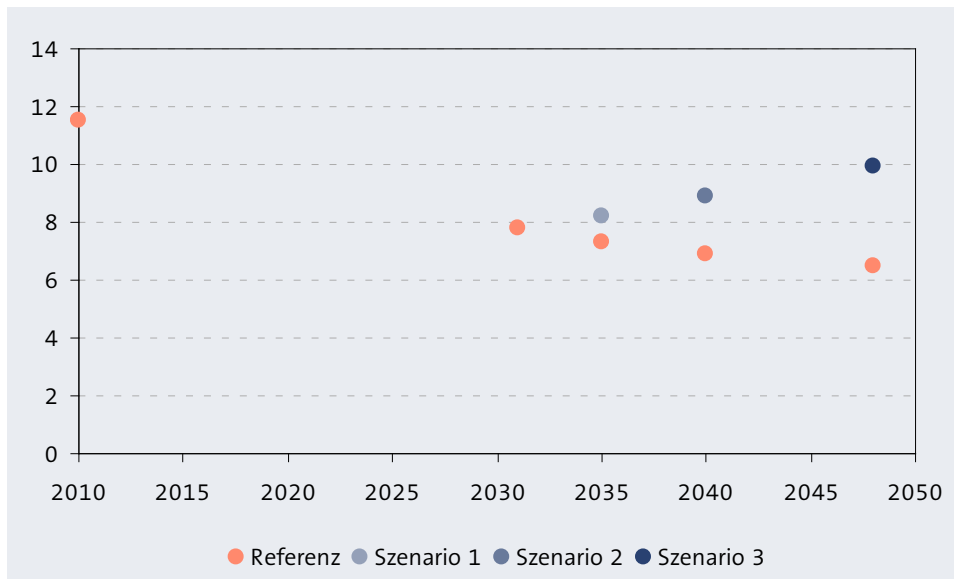
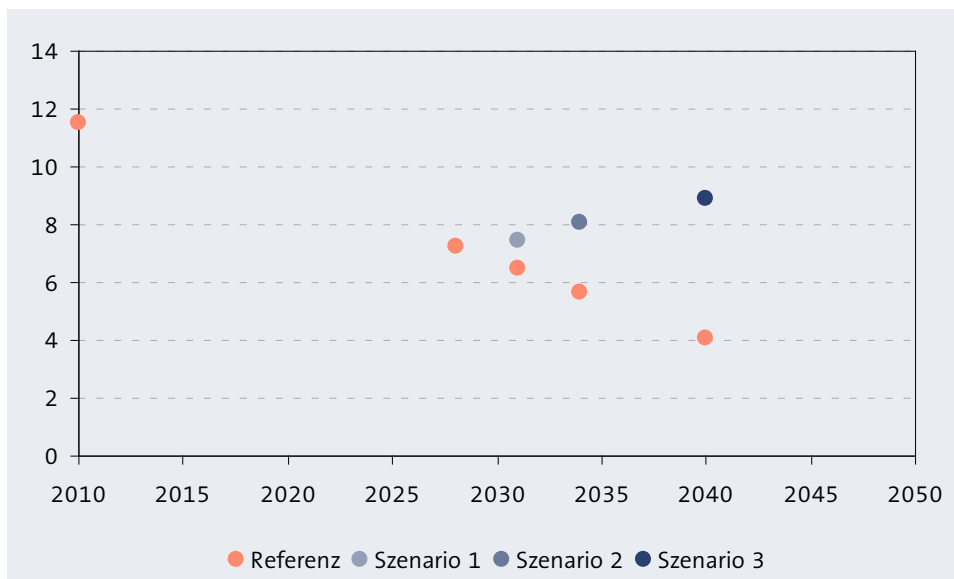


Abbildung 14: Verzögerung und Preisdifferenz bei progressiver Rate



Es stellt sich nun die Frage, welche der hier simulierten Preispfade die Auswirkungen der Laufzeitverlängerung adäquat abbildet. Eine empirische Quantifizierung der „Konfliktrate“ zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energien ist nur schwierig zu ermitteln. Approximativ lässt sich diese Rate unter bestimmten Bedingungen und Annahmen über die Veränderung der Aktienkurse der Unternehmen aus der Branche der erneuerbaren Energien nach Verkündung der Laufzeitverlängerung durch die Bundesregierung abschätzen. Die Veränderung der Rendite von Investitionen in erneuerbare Energien lässt sich mit „Tobin’s q“ aus der Veränderung der Aktienkurse dieser Unternehmen berechnen. Tobin’s q ist definiert als das Verhältnis der Ertragsrate eines Unternehmens bzw. einer bestimmten Branche zu der durchschnittlichen Rendite am Kapitalmarkt. Alternativ lässt sich Tobin’s q

als das Verhältnis von Marktwert, gemessen durch den Aktienkurs, zu Wiederbeschaffungskosten bestimmen. Der Marktwert entspricht dem Gegenwartswert der zukünftig erwarteten Erträge. Ist $q > 1$, lohnt es sich, in diese Branche zu investieren, da der Marktwert eines Unternehmens höher ist als die Kosten für das benötigte physische Kapital. Bei konstantem Vermögenswert bedeutet eine Erhöhung des Marktwerts, dass sich die Erwartungen in Bezug auf die zukünftigen Erträge verbessert haben, so dass sich die Rendite von Investitionen in diese Branche erhöht.

Die Aktienkurse vieler Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien sind nach der Verkündung des Energiekonzepts und der Laufzeitverlängerung um rund 1,5 Prozentpunkte stärker gesunken als der TechDAX. Der weltweite RENIXX (Renewable Energy Industrial Index) ist um rund 0,8% gefallen. Die Laufzeitverlängerung verringert somit die durchschnittlich erwartete Rendite um rund 1,5%, innerhalb der Branche verlieren die deutschen Unternehmen gegenüber ausländischen deutlicher. Nimmt man an, dass die Ausbauziele der erneuerbaren Energien durch die Laufzeitverlängerung nicht beeinträchtigt werden, lassen sich die 2% geringere Rendite als „Konfliktrate“ bzw. als durch die Laufzeitverlängerung bedingte Reduktion der Rate des technischen Fortschritts interpretieren. Bei relativ hoher Unsicherheit über den tatsächlichen Effekt lässt sich α in dem Simulationsmodell in der Spezifikation mit konstanten Raten näherungsweise mit $\alpha = 0,005$ (entspricht Szenario 3). Dies bedeutet, dass durch die Laufzeitverlängerung die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien sich um **16 Jahre** auf das Jahr 2046 verzögert und der Strompreis pro Kilowattstunde zu diesem Zeitpunkt um rund **vier Cent** (9,6 statt 5,6 Cent/kWh) höher ist als im Referenzszenario.

5. Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre beschlossen. Eine der zentralen Fragen in diesem Zusammenhang betrifft die Auswirkungen dieser Entscheidung auf die Entwicklung und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Zwar wurden begleitende Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien beschlossen, dennoch hat sich durch den Beschluss zur Laufzeitverlängerung die Investitionssicherheit für erneuerbare Energien reduziert. Darüber hinaus wird oft argumentiert, dass aufgrund von technischen und ökonomischen Restriktionen ein technologischer Systemkonflikt zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien besteht. Über das Ausmaß dieses Konflikts existieren jedoch kaum belastbare Daten. Die vorliegende Studie versucht, anhand von einfachen Simulationsrechnungen, die von einigen wichtigen Aspekten abstrahiert, die Auswirkungen der Laufzeitverlängerung auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien zu quantifizieren. Der den Berechnungen zugrunde liegende Ansatz modelliert einen

Zusammenhang zwischen dem Technologiekonflikt zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien heute und den Substitutionsmöglichkeiten zwischen fossilen und erneuerbaren Energien morgen. Der Technologiekonflikt wird dabei approximativ anhand der Aktienmarktreaktion in Bezug auf die Branche der erneuerbaren Energien infolge der Entscheidung zur Laufzeitverlängerung quantifiziert. Dieser Effekt ist nur schwierig zu isolieren, bietet aber dennoch einen plausiblen Anhaltspunkt für die Kalibrierung des Simulationsmodells. Folgt man diesem Ansatz, erhält man als Ergebnis eine Verzögerung der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien gegenüber den fossilen Energien von rund 16 Jahren. Zu diesem Zeitpunkt liegt der Strompreis um ca. 4 Cent/kWh höher als im Szenario ohne Laufzeitverlängerung. Diese Verzögerung tritt dann ein, wenn die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke nicht gleichzeitig dafür genutzt wird, Kohlekraftwerke vom Netz zu nehmen bzw. neue Kohlekraftwerke nicht zu genehmigen. Dies würde zu mehr Gaskraftwerken führen, die aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit und gleichzeitigen Möglichkeit, die Intensität schnelle hoch- und runterzuregeln, komplementär zu den erneuerbaren Energien zu sehen sind.

Literatur

Bode, S. (2007), Kernenergieausstieg und Strompreis, Wirtschaftsdienst, Nr. 4, 2007, S. 258 – 263.

Bräuninger, M., Schröder, S., Schulze, S. (2010), Power für Deutschland – Energieversorgung im 21. Jahrhundert, im Auftrag der Hypovereinsbank, Hamburg.

Klepper, G., Peterson, S. (2010), Längere Laufzeiten für Kernkraftwerke oder Klimapolitik – was ist wichtig? Eine Replik auf das Gutachten „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Kiel Policy Brief, Nr. 21, September 2010.

Knopf, B. (2010), Die Laufzeitverlängerung: mehr Wachstum, geringe Importrisiken, niedrige Strompreise – oder doch nicht?, WissensLogs, abgerufen am 28. September 2010.

Leschus, L., Stiller, S., Vöpel, H. et al. (2010), Mobilität 2030, Eine gemeinsame Studie des HWWI und der Berenberg Bank, Hamburg.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2010), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).

Nitsch, J. (2007), Ausbaustrategie Erneuerbare Energien, Leitstudie 2007, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C. et al. (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projekt Nr. 10/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technik, Auftragnehmer: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi) und Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (gws).

HWWI Research Papers

der HWWI-Kompetenzbereiche

“Wirtschaftliche Trends” und “Hamburg und regionale Entwicklungen”

34. Klimawandel und Perspektiven der Landwirtschaft in der Metropolregion Hamburg
Sebastian Döll, Sven Schulze, Hamburg, Juli 2010
33. Die Struktur der Landwirtschaft in der Metropolregion Hamburg
Julia Kowalewski, Sven Schulze, Hamburg, Juli 2010
32. Local Human Capital, Segregation by Skill, and Skill-Specific Employment Growth
Friso Schlitte, Hamburg, July 2010
31. Who Cares? Determinants of the Fathers' Use of Parental Leave in Germany
Nora Reich, Hamburg, June 2010
30. Women and work: what role do social norms play?
Andreia Tolciu, Ulrich Zierahn, Hamburg, March 2010
29. Mind the gap! The amount of German mothers' care bill and its game theoretical issues
Christina Boll, Hamburg, March 2010
28. Specialisation and Employment Development in Germany – Analysis at regional level –
Julia Kowalewski, Hamburg, February 2010
27. Die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien: Eine Effizienzanalyse
Sebastian Schröder, Ulrich Zierahn, Hamburg, August 2009
26. Climate Change Impacts in Computable General Equilibrium Models: An Overview
Sebastian Döll, Hamburg, August 2009
25. Methodology of the Input-Output Analysis
Julia Kowalewski, Hamburg, August 2009
24. What a Difference Peers Can Make: The Impact of Social (Work) Norms on Unemployment Duration
Andreia Tolciu, Hamburg, May 2009
23. The wage impact of immigration in Germany – new evidence for skill groups and occupations
Max Friedrich Steinhardt, Hamburg, April 2009
22. Der Faktor Zufall im Fußball. Eine empirische Untersuchung für die Saison 2007/08
Jörn Quitzau, Henning Vöpel, Hamburg, März 2009
21. Should I Stay or Should I Go? Regional Mobility and Social Capital
Michael Bräuninger, Andreia Tolciu, Hamburg, February 2009
20. Creative Cities and the Concept of Diversity
Jan Wedemeier, Hamburg, January 2009
19. Lohnneinbußen durch geburtsbedingte Erwerbsunterbrechungen – fertilitätstheoretische Einordnung, Quantifizierung auf Basis von SOEP-Daten und familienpolitische Implikationen
Christina Boll, Hamburg, Januar 2009
18. Do Institutions Affect Sustainability?
Jana Stöver, Hamburg, January 2009
17. What Drives Innovation? Causes of and Consequences for Nanotechnologies
Ingrid Ott, Christian Papilloud, Torben Zülsdorf, Hamburg, October 2008

16. EU Enlargement and Convergence – Does Market Access Matter?
Annekatrien Niebuhr, Friso Schlitte, Hamburg, June 2008
15. Is Unemployment a Consequence of Social Interactions? Seeking for a Common Research Framework for Economists and other Social Scientists
Andreia Tolciu, Hamburg, April 2008
14. Reform der schwedischen Arbeitsmarkt- und Tarifpolitik
Ulrich Zierahn, Hamburg, April 2008
13. Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland
Norbert Kriedel, Hamburg, März 2008
12. Inequality of Learning Amongst Immigrant Children in Industrialised Countries
Sylke Viola Schnepf, Hamburg, February 2008
11. Regional Income Inequality and Convergence Processes in the EU-25
Tiiu Paas, Friso Schlitte, Hamburg, October 2007
10. Governmental activity, integration, and agglomeration
Ingrid Ott, Susanne Soretz, Hamburg, July 2007
9. Wie innovationsfähig ist Deutschland? – Ein Gesamindikator zur Messung der Innovationsfähigkeit
Henning Vöpel, Hamburg, Juli 2007
8. CDM potential of wind power projects in India
Pallav Purohit, Axel Michaelowa
Hamburg, June 2007
7. Ein makroökonomisches Modell für Hamburg
Norbert Kriedel, Hamburg, Mai 2007
6. Managementstrategien im Fußball: „Big Push“ oder Kontinuität?
Ein dynamisches Modell zum sportlichen Auf- und Abstieg von Vereinen
Henning Vöpel, Hamburg, Februar 2007
5. Ein Transfermarktmodell und Implikationen für die strategische Transferpolitik der Vereine in der Fußball-Bundesliga
Henning Vöpel, Hamburg, November 2006
4. Gender Equality in the Labour Market: Attitudes to Women's Work
Sylke Viola Schnepf, Hamburg, Oktober 2006
3. Ein „ZIDANE-Clustering-Theorem“ und Implikationen für den Finanzausgleich in der Bundesliga
Henning Vöpel, Hamburg, Juli 2006
2. Doping im Radsport als kollektives Gleichgewicht
Henning Vöpel, Hamburg, Juli 2006
1. Long Waves of Economic Development and the Diffusion of General-Purpose Technologies – The Case of Railway Networks
Norbert Kriedel, Hamburg, Januar 2006

Das Hamburgische WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) ist ein gemeinnütziger, unabhängiger Think Tank mit den zentralen Aufgaben:

- die Wirtschaftswissenschaften in Forschung und Lehre zu fördern,
- eigene, qualitativ hochwertige Forschung in Wirtschafts- und Sozialwissenschaften zu betreiben,
- sowie die Wissenschaft, Politik, Wirtschaft und die interessierte Öffentlichkeit über ökonomische Entwicklungen unabhängig und kompetent zu beraten und zu informieren.

Das HWWI betreibt interdisziplinäre Forschung in den folgenden Kompetenzbereichen: Wirtschaftliche Trends, Hamburg und regionale Entwicklungen, Weltwirtschaft sowie Migration Research Group.

Gesellschafter des im Jahr 2005 gegründeten Instituts sind die Universität Hamburg und die Handelskammer Hamburg.

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)

Heimhuder Str. 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

info