

Effekte einer Laufzeitverlängerung

Positionen & Argumente in der Debatte

Die Debatte um die Laufzeitverlängerung beherrscht die politische Diskussion. In den letzten Monaten wurden eine Reihe von Gutachten zu den Folgen einer Revision vorgelegt: BET und enervis/BBH befürchten strukturelle Wettbewerbseffekte zu Lasten der Stadtwerke und optieren für eine vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken. Eine 8KU-Studie präferiert eine Kernenergieeinspeisegebühr; der VIK fordert einen Strommengenfonds für die energieintensiven Industrien. Weitere Gutachten beschäftigen sich mit den Preissenkungseffekten (r2b/EEFA) sowie der Frage der Systemkonkurrenz zwischen Erneuerbaren Energien und Kernkraft (IER, IWES).

Hintergrund ist, dass der Koalitionsvertrag der Kernenergie eine **Brückenfunktion** beim Umbau des Energiesystems zuerkennt, „bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann. Andernfalls werden wir unsere Klimaziele[,] erträgliche Energiepreise und weniger Abhängigkeit vom Ausland, nicht erreichen.“ Daneben will die Koalition „die wettbewerblichen Strukturen auf den Energiemärkten weiter verbessern“ (KV 2009:29). Damit sind bereits der politische Bewertungsmaßstab einer Laufzeitverlängerung und die wesentlichen Bewertungsdifferenzen umrissen:

1. Ist die Kernenergie eine Brücke oder eher ein Hindernis für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) bzw. den notwendigen Umbau des Energiesystems?
2. Führt eine Laufzeitverlängerung zu erträglichen Energiepreisen oder perpetuiert sie den Status Quo und führt *à la longue* zu gegenteiligen Effekten?

Die vorliegende Darstellung soll die Gutachten in einem für die politische Debatte handhabbaren Umfang synthetisieren und auf vernachlässigte bzw. in ihrer Wechselwirkung nicht überprüfte Aspekte hinweisen. Diese sollten in den Szenarien zum Energiekonzept einer Analyse unterzogen werden. Die Spezifikation der Szenarien wird in Abstimmung mit BMWi und BMU forschungsbegleitend vorgenommen [1].

Ad 1: Brücke oder Hindernis?

Die Bundesregierung hält am Ziel fest, die Erneuerbaren Energien auszubauen. Nach übereinstimmenden Prognosen würden 2020 25 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen, nach den Zielszenarien könnten es 30 Prozent und 2030 50 Prozent sein (Abb. 1) [2].

Solange die aktuelle Regelung beibehalten wird, müssen die erneuerbaren Energien vorrangig in das Netz eingespeist werden; das hat zwei Folgen für den Kraftwerkspark:

1. Die konventionellen Kraftwerke müssen die Schwankungen bei den EE **flexibler** ausgleichen; im Zeitverlauf wird weniger Grundlast und mehr schnell schaltbare

DLR-Prognose: Strom aus Erneuerbaren

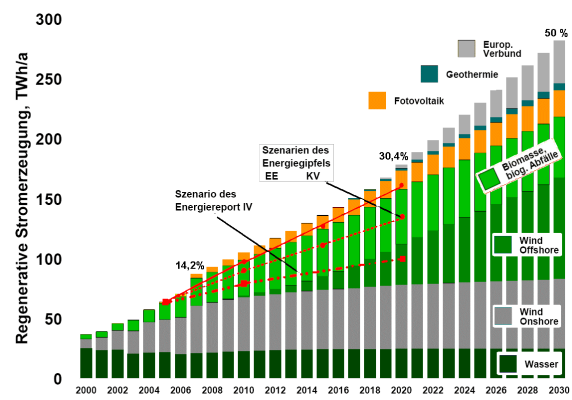


Abb. 1: Nach der DLR-Leitstudie 2008 soll der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien stetig anwachsen. Nach einer BEE-Prognose wären 2020 bereits 47% möglich.

Spitzenlast bzw. Speicherkapazität benötigt (Abb. 2).

- Die **Auslastung** des konventionellen Kraftwerksparks (sog. Residuallast) sinkt mit steigendem EE-Anteil, d.h. der Markt für die konventionelle Stromerzeugung schrumpft (Abb. 3). Das ist auch der Auslöser der Wettbewerbsdebatte, die ab S. 6 diskutiert wird.

IWES verweist darauf, dass mit zunehmendem EE-Anteil nicht nur ein **variabler Lastfolgebetrieb** notwendig ist, sondern ein schnelles An- und Abfahren. Es werde „häufiger zu Situationen der vollständigen Lastdeckung mit erneuerbaren Energien kommen, in denen [...] kein Beitrag an konventioneller Kraftwerksleistung erforderlich ist und diese für einige Stunden bzw. Tage ganz

abgeschaltet werden“ (IWES 2010). Setzt man das Kriterium der schnellen Regelbarkeit an, modellieren die EE-Ausbauszenarien einen Kraftwerkspark, in dem **Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke** zugebaut werden (Abb. 4) [3].

Kern- und Kohlekraftwerke werden wegen ihrer An- und Abfahrtszeiten als inflexibel angesehen, da sie nicht auf das erneuerbare Energieangebot reagieren könnten: „Atomkraftwerke können kaum Beiträge zum Fluktuationsausgleich leisten. Im Gegenteil führt die geringe Regelbarkeit zu einem zusätzlichen Regelungsbedarf“ (BMU 2009b).

Dem widerspricht das IER: Kernkraftwerke könnten ähnlich flexibel wie Kohlekraftwerke geregelt werden. Im **Lastfolgebetrieb** könnten die Anlagen im Bereich von 50 bis 100 Prozent ihrer Nennleistung betrieben werden, d.h. der schwankenden EE-Einspeisung durch Leistungsreduzierung und -steigerung folgen [4]. Dabei spielt – im übertragenen Sinne - das IER noch dort „mit dem Gaspedal“, wo IWES längst den Zündschlüssel betätigt.

Das liegt wesentlich daran, dass die EE-Optimierungsszenarien (IWES, DLR) von

Veränderung der Lastverteilung

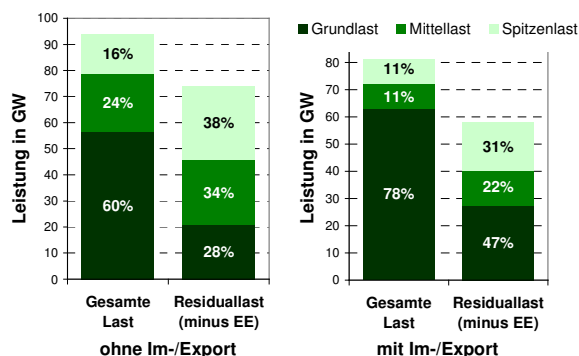


Abb. 2: IWES-Lastbereiche: Die linken Balken skizzieren die Lastaufteilung zwischen Grund- und Spitzenlast ohne Im- und Exporte. Prinzipiell geht der Bedarf an Grundlast mit wachsender EE-Einspeisung zurück. Rechnet man Im-/Exporte sowie Pumpspeicher ein (rechte Balken), fällt der Rückgang weniger dramatisch aus, wodurch (kostengünstige) Grundlastkraftwerke im System bleiben können (Quelle: IWES).

Verschiebungen im Kraftwerkspark

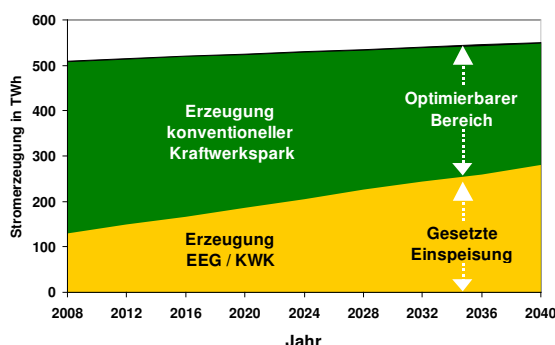


Abb. 3: Residuallast im Zeitverlauf: Die gesetzte Einspeisung aus EE und KWK verdrängt zunehmend die Erzeugung aus dem thermischen Kraftwerkspark (Quelle: Roth et al. 2008)

DLR: Benötigter Kraftwerkszubau

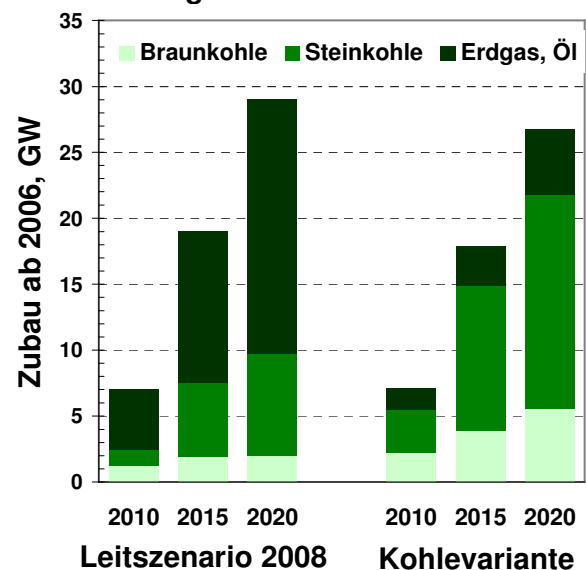


Abb. 4: Nach dem DLR-Leitszenario (links) müssen zunehmend schnell schaltbare Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke zugebaut werden; wegen der CO₂-Intensität wären weniger Braun- und Steinkohlekapazitäten zulässig (Quelle: DLR)

einem teilhermetischen Erzeugungssystem ausgehen, in dem der Stromaustausch an den deutschen Grenzen wesentlich dem Ausgleich der schwankenden EE-Erzeugung dient. Die Systemszenarien (TUM, ewi/ EE-FA, IER) modellieren gegen den integrierten Energiebinnenmarkt. Überhaupt wird die Integration des deutschen Strommarktes in den **europäischen Markt** in der nationalen Debatte vernachlässigt.

In den EE-Szenarien wird Deutschland zum **Stromimporteur**, während es in den Laufzeitverlängerungsszenarien **Nettoexporteur** bleibt und bis zu 37 TWh Strom in die Nachbarländer liefert.

Offensichtlich wird das in Abb. 2 (rechts), wo unter Einbezug der Import-/Export-Kapazitäten der Grundlastbereich nach wie vor größer ist als der Spitzenlastbereich. Unter diesen Annahmen können die Kernkraftwerke auch unter der Bedingung durchlaufen, dass die Erneuerbaren Energien den innerdeutschen Bedarf in bestimmten Stunden – laut IWES bis zu 85h im Jahr - vollständig decken [5].

Die IER-Simulation illustriert, dass die Kernenergie bei einer betrieboptimalen Modellierung einen wesentlichen Anteil der **Residuallast** stellt, d.h. am Strombedarf, der abzüglich der EE-Einspeisung durch fossile Kraftwerke produziert wird (Abb. 5). In Zeiten geringer EE-Einspeisung vermindert die Kernenergie den Bedarf an GuD-

Kraftwerken (gelbes Band); in Zeiten hoher Einspeisung verdrängt sie auch Kohlekraftwerke (braunes und schwarzes Band).

Das hat offensichtliche wie nicht so offensichtliche Folgen, die in der Wettbewerbsdiskussion eine erhebliche Rolle spielen:

1. Der Stromertrag fossiler Kraftwerke würde bei einer Laufzeitverlängerung nicht nur durch die Erneuerbaren (von oben), sondern auch durch die Kernenergie (von unten) verdrängt (**Verdrängungseffekt**).
2. Der Verdrängungseffekt durch die EE gilt auch für die Kernenergie: bei einer Reststrommengenregelung ergibt sich durch die Minderauslastung ein **natürlicher Laufzeitverlängerungseffekt**, da sukzessive weniger Atomstrom benötigt wird (ohne Exporteffekte). Die Brücke würde schmaler, aber auch länger.
3. Der Verdrängungseffekt hängt von der **zeitlichen Dimension** ab: Bei einer kurzen Laufzeitverlängerung werden Investitionen in fossile Ersatzkapazitäten im wesentlichen verzögert, bei einer längeren Laufzeitverlängerung teilweise erübrigt, weil EE-Zubau, der EU-Ausgleich von Strom aus Erneuerbaren, die Marktdurchdringung dezentraler Erzeugung (Blockheizkraftwerke o.ä.), nachfragesteuernde Maßnahmen (Smart Grids) sowie Speichereffekte wirksam werden.

Schematischer Kraftwerkseinsatz mit Ausstieg und Laufzeitverlängerung

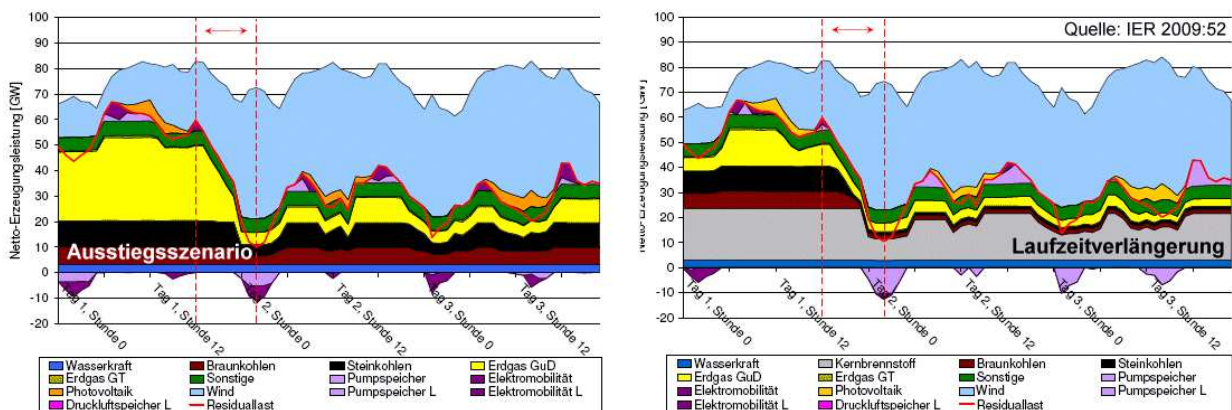


Abb. 5: IER Szenarien des Kraftwerkseinsatzes mit (rechts) und ohne Laufzeitverlängerung (links). Erläuterung im Text.

4. Bei einem geordneten Auslaufen müssten die dann noch benötigten fossilen Ersatzkapazitäten unter deutlich verringerten Auslastungsbedingungen und ggf. prohibitiv **kurzen Lebenszyklen** finanziert und bereitgestellt werden.

So befindet die DLR-Leitstudie, eine Laufzeitverlängerung blockiere den **notwendigen Strukturwandel** und bremse die Ausbaudynamik bei den EE und der Energieeffizienz: „Diese Strategieelemente wären bei einem **Abbremsen ihrer Dynamik den auf sie zukommenden Herausforderungen nach 2020/2030 nicht mehr gewachsen**“ [6].

Volkswirtschaftlich wird argumentiert, dass Investitionen **in günstigere Zeitfenster** verlagert werden können, in denen der technologische Fortschritt (höhere Wirkungsgrade, Speichertechnologien, BHKWs, Smart Grids und CCS) höhere Flexibilitäts- und CO₂-Einsparrenditen erlaubt (r2b, EWI/EEFA).

Maurer/Haubrich widersprechen der Gefährdung der EE-Ausbauziele, solange der **gesetzliche Einspeisevorrang** für erneuerbare Energien fortbesteht. Die geographische Lage der Kernkraftwerke (im Süden) sowie der Schwerpunkt der Windeinspeisung (im Norden) begünstigten die **Netzintegration** erneuerbarer Energien, da sie die bestehenden Netzengpässe milderten [7].

Dagegen werden Befürchtungen zitiert, dass ein Verbleib der Kernkraftwerke zukünftig zu einer Infragestellung bzw. Beschränkung

des EE-Ausbaus führen würde, wie er sich z.B. in Großbritannien abzeichne (BUND).

Die unterschiedlichen Einschätzungen deuten darauf hin, dass sich die Ausgangsfrage – *Brücke oder Hindernis* – soweit sie sich nicht aus der politischen Präferenz erklärt – sowohl unter systemischen, als auch strukturellen Gesichtspunkten beantworten lässt:

Systemische Modellierungen bewerten die Kernenergie *immanent* als Brücke, weil sie – bei gegebener EE-Einspeisung – zu einem **kostenoptimalen Kraftwerkspark** führt und Investitionen erübrigt, „die ohne Laufzeitbeschränkung für anderweitige (investive oder konsumptive) Zwecke zur Verfügung stünden“ (EWI/EEFA 2005).

Strukturelle Betrachtungen bewerten die Kernkraftwerke *a priori* als Hindernis, weil sie Beharrungseffekte auslösen und den Investitionsimpuls dämpfen, der zum Systemumbau in Richtung **dezentraler, nachfrageoptimierter Marktstrukturen** als erforderlich erachtet wird, „was zu großen volkswirtschaftlichen Nachteilen und entscheidenden Wettbewerbsnachteilen führen würde“ [8].

Interludium: Volkswirtschaftliche Effekte

Die im Januar vorgelegte r2b/EEFA-Stuie errechnet sowohl **Strompreisdämpfungseffekte** als auch **geringere CO₂-Emissionen**; die resultierend geringeren CO₂-Zertifikatspreise dämpfen mittelbar auch die Strompreise (Abb. 6/7). Bemerkenswert ist, dass die Dämpfungseffekte bei einer Laufzeitver-

Entwicklung der Großhandelspreise

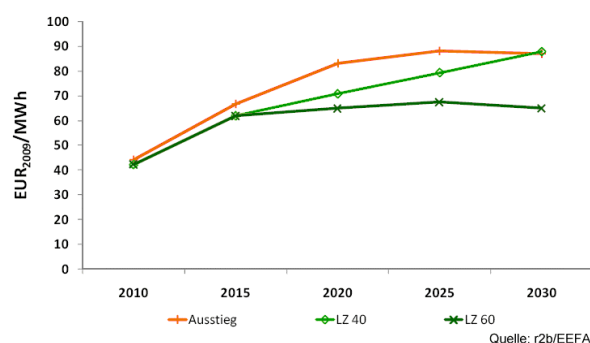


Abb. 6: Dämpfung der Großhandelspreise einer LZV

Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise

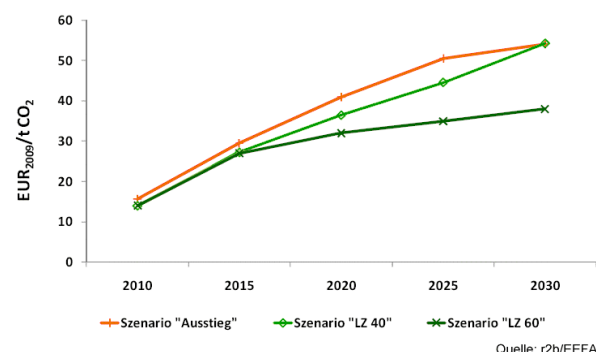


Abb. 7: Dämpfung der CO₂-Preise einer LZV-8

längerung um 8 Jahre nur vorübergehend auftreten, während sie bei einer Verlängerung auf 28 Jahre anhalten. Anzumerken bleibt, dass alle Prognosen mit **steigenden Strompreisen** rechnen, d.h. dass eine Laufzeitverlängerung den erwarteten tw. starken Anstieg der Strompreise lediglich dämpfen, nicht aber verhindern kann [9].

Den **positiven CO₂-Minderungseffekten** einer Laufzeitverlängerung (Tab. 1) wird selten widersprochen. Teilweise werden sie als nicht erforderlich erachtet, weil die Klimaziele auch durch einen schnelleren Ausbau Erneuerbarer Energien, den Fuel Switch von Kohle auf Gas sowie striktere Energieeffizienzmaßnahmen erreicht werden können. Die CO₂-Effekte werden dabei als trügerisch erachtet, da die Kernenergie das für die Umbaumaßnahmen notwendige CO₂-Preissignal maskiert, d.h. einen geringeren Handlungsdruck als erforderlich suggeriere.

CO₂-Minderungseffekte einer LZV

Institut	Jährliche CO ₂ -Einsparung
LBBW	87,8 Mio. t.
r2b/EEFA	66 Mio. t
Inagendo	84 Mio. t
Enervis/BBH	50 Mio. t

Tab. 1: Berechnung der CO₂-Einsparungen

Nach dieser Notion wären höhere CO₂-Preissignale und höhere Strompreise erforderlich, um Wirtschaft und Verbraucher zu den notwendigen Maßnahmen in Richtung des 2°C-Klimaziels zu veranlassen und die Ersatzinvestitionen im Kraftwerkspark anzustoßen (enervis/BBH). Der Koalitionsvertrag setzt darauf, die notwendigen **Klimaanpassungskosten** im Zeitverlauf zu verringern [10].

Die **Strompreisdämpfungseffekte** einer Laufzeitverlängerung werden dagegen häufig – mit Verweis auf die Börsenpreisbildung (EEX) – angezweifelt und ihre Übersetzung in Verbraucherpreiseffekte bestritten: Das Öko-Institut errechnet, dass Kernkraftwerke nicht preisdämpfend wirkten, weil sie nicht das grenzkostensetzende Kraftwerk stellten:

Das Institut nimmt zwar Kostenszenarien zur Kenntnis, nach denen der Ausstieg zu einem CO₂-Kostenanstieg und zu Strompreisanstiegen zwischen 0,9/1,2 Cent/kWh (ewi/ Prognos 2007) und 1,5 ct kWh (IER) führt. Die Kostendifferenzen zwischen den Szenarien seien aber zu gering, um neue Spitzenlastkraftwerke zu bauen, weshalb sie als stark überzeichnet verworfen werden [11].

In den Szenarien zum Energiegipfel 2007 hatten die Gutachter dagegen darauf verwiesen, dass „diese Strompreisentlastung zum einen auf der zusätzlichen Stromerzeugung aus Kernkraftwerk mit geringen variablen Kosten, zum anderen auf einem verminderten Kraftwerkszubaubedarf und damit verminderter Kapazitätsknappheit“ beruht, d.h. auf der Verdrängung teurerer Kraftwerke aus der **Merit Order** [12]. Ohne diese Effekte – zumindest auf Großhandelsebene – wären die Proteste der kommunalen Stufe nicht nachvollziehbar, die die mit der Preisdämpfung verbundenen geringeren Erlöse im kommunalen Kraftwerkspark thematisieren [13].

Exkurs: Strompreisbildung an der Börse

Die **Merit Order** bezeichnet die Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks nach Grenzkostenkriterien. In der Merit-Order-Kurve stehen die preiswerten Kraftwerke links und die teureren, seltener eingesetzten Anlagen rechts (Abb. 8).

In Deutschland werden bisher Laufwasser-, Atom- und Braunkohlekraftwerke mit gerin-

Merit Order (Prinzip)

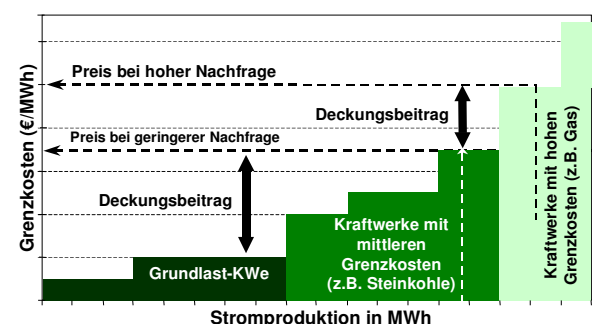


Abb. 8: Merit Order Curve. Erläuterung im Text

gen variablen Brennstoffkosten in der Grundlast eingesetzt, Steinkohle in der Mittellast und Erdgas und Erdöl sowie Pumpspeicherkraftwerke in der Spitzenlast. Mit zunehmender EE-Einspeisung und bei hohen CO₂-Preisen rutschen Braunkohlekraftwerke in die Mittellast, was – wegen der An- und Abfahrvorgänge - ihre unmittelbare Wirtschaftlichkeit beeinflusst.

Die erneuerbaren Energien bilden einen Sonderfall, da sie vorrangig eingespeist werden. In windigen Stunden verschieben Windkraftwerke als *Must-run-Kraftwerke* die Merit-Order von links heraus so weit nach rechts, dass die teuersten fossilen Kraftwerke aus der Nutzung herausfallen, wodurch der Großhandelspreis sinkt. Dies bezeichnet man als **Merit-Order-Effekt** der erneuerbaren Energien [14].

Der Großhandelspreis entspricht den Grenzkosten (Brennstoff-, Betriebs-, Transport- und CO₂-Kosten) des letzten zur Bedarfsdeckung benötigten Kraftwerks (Grenzkostenkraftwerk). Alle eingesetzten Kraftwerke erhalten diesen Preis (*Markträumungspreis*).

Kritik an diesem Preissetzungsverfahren ist, dass Kraftwerke mit niedrigen Kosten – genannt werden Kernkraftwerke - vom Marktpreis für das letzte eingesetzte Kraftwerk profitieren. Daher wären mit einer Laufzeitverlängerung höhere Einnahmen der Kernkraftwerksbetreiber verbunden, die auf 21 bis 74 Milliarden € (LZV8) beziffert werden (Tab. 2), eine Spreizung, die offensichtlich einer exakteren Berechnung bedarf [15].

Der Koalitionsvertrag enthält die Maßgabe, den „wesentlichen Teil“ der zusätzlich generierten Gewinne von der öffentlichen Hand zu vereinnahmen und in eine nachhaltige Energieversorgung zu investieren (KV:21). Bode et al. verweisen darauf, dass eine Laufzeitverlängerung nicht zu Lasten einer ausführlichen Analyse umgesetzt werden sollte, bei der auch die wettbewerblichen Effekte berücksichtigt werden; enervis/BBH fordern explizit eine Kompensation entgangener

Gewinne der Stadtwerkeseite aus den abgeschöpften Beträgen.

Zusatzgewinne der KKW-Betreiber

	LZV in Jahren	Zusatzgewinne
LBBW *	10	21-40 Mrd. €
	25	119-233 Mrd. €
Öko-Institut	8	45,9-73,8 Mrd. €
Enervis/BBH	8	58,5 Mrd. €
PIK/WestLB *	8	21 Mrd. €
Bode et al	8	32,2 Mrd. €

Tab. 2: Erhebliche Spreizung der Zusatzgewinne

Energiepreise und Wettbewerbsaspekte

Die Merit Order-Effekte und die Zusatzgewinne der Kernkraftwerksbetreiber sind der Auslöser der Wettbewerbsdebatte, die mit „Stadtwerke laufen Sturm gegen Konzerne“ überschrieben wird [16]: 150 Stadtwerke sprechen sich gegen die Laufzeitverlängerung aus, weil sie die Marktmacht der Kernenergieerzeuger (Big-4) zementiere; bereits im Februar hatten Trianel und 8KU Wettbewerbsprobleme thematisiert und Kompensationsmodelle vorgelegt [17].

An der Debatte überrascht nur, dass sie erst jetzt geführt wird: Bereits 2007 hatte EWI/Prognos in den Szenarien für den Energiegipfel angemerkt, eine Laufzeitverlängerung führe durch zusätzliche Kernenergiestromerzeugung zu einem „stärkeren Verdrängungswettbewerb im wettbewerblichen Teil des Strommarkts, der durch zunehmende EE-Einspeisung ohnehin schrumpft.“ [18].

Schrumpfender fossiler Strommarkt

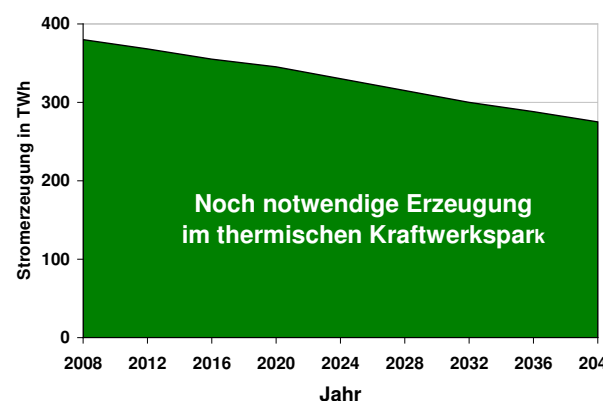


Abb. 9: Schrumpfender Residualmarkt (Roth et al. 2008)

Verbleibt die Kernenergie im Portfolio, verdrängt sie teurere Erzeugungsoptionen, wodurch fossile Kraftwerke von zwei Seiten, durch die EE und durch die Kernkraftwerke, in die Zange genommen werden (Abb. 10).

Diese Verdrängungseffekte wurden bisher lediglich unter **Energieträgeraspekten** diskutiert, was in der systemischen Logik liegt: Illustriert wird das durch einen Disput, den der renommierte Volkswirtschaftler Prof. Carl-Christian von Weizsäcker mit dem Vorstand der HSE, Albert Filbert, führte: Weizsäcker bezeichnete das Wettbewerbsverständnis eines Wettbewerbs der Unternehmen als falsch, weil es um einen **Wettbewerb um die kostengünstigsten Erzeugungsoptionen** gehe [19].

Jede Energiesystemoptimierung – wie sie unzweifelhaft auch ewi/Prognos für das Energiekonzept der Bundesregierung vornimmt – wird *systemimmanent* die kostengünstigsten Erzeugungsoptionen vorrangig abfragen, **unabhängig davon, wem sie gehören**. Wäre dem nicht so, bräuchte man keinen Wettbewerb, und den Energieverbrauchern würden nach – nicht objektivierbaren Unternehmenspräferenzen – teurere als die ökonomisch naheliegenden Stromproduktionskapazitäten aufgenötigt [20].

So notwendig die Debatte um die Intensivierung des Erzeugungswettbewerbes ist: Bei der Heilung des Marktmarktproblems ver-

nachlässigen die meisten der vorgelegten Kompensationsmodelle – aus naheliegender Empörung über die empfundenen relativen Nachteile aus Unternehmenssicht – die **Interessen der Verbraucher** – Haushalte und Wirtschaft – an einer kostenoptimierten Energieversorgung.

Das die Debatte auslösende Momentum liegt darin, dass die konventionellen Kraftwerke mit den **günstigsten Grenzkosten** - eben Laufwasser, Kernenergie und (durch CO₂-Preiseffekte zunehmend abgewertet) Braunkohle – sich überwiegend in der Hand der vier ehemaligen Verbundunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall (Big-4) befinden; lediglich die Stadtwerke Bielefeld und München haben sich – mit kleineren Anteilen – an Kernkraftwerken beteiligt.

Die Monopolkommission befindet: „*Strukturelle Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Erzeugern zeigen sich insbesondere darin, dass nur die vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe ein differenziertes Erzeugerportfolio besitzen, das die vollständige Merit Order und alle Lastzeiten abdeckt*“ [21].

Das hat historische und finanzielle Gründe: Nach der (überkommenen) Arbeitsaufteilung aus der Vorliberalisierungszeit lieferten die Verbundunternehmen die Grundlast und die Stadtwerke fungierten als Weiterverteiler, ggf. mit eigenen, kleineren Kraftwerken. Grundlastkraftwerke sind extrem kapitalintensiv, was wiederum erklärt, warum sie – nicht nur in Deutschland – wesentlich nur von den größten Marktakteuren finanziert und gebaut werden [22].

Die meisten Stadtwerke, die eigene Erzeugungskapazitäten aufgebaut haben, haben in gasgeführte Kraftwerke und KWK investiert, die in „kleineren Packungen“, d.h. mit modularem Zuschnitt und geringerem Investitionsbedarf realisiert werden können. Kohlekraftwerke werden – abgesehen von den Big-4 und STEAG – in der Regel als Gemeinschaftskraftwerke ausgeführt.

Sandwichsituation für fossile Kraftwerke

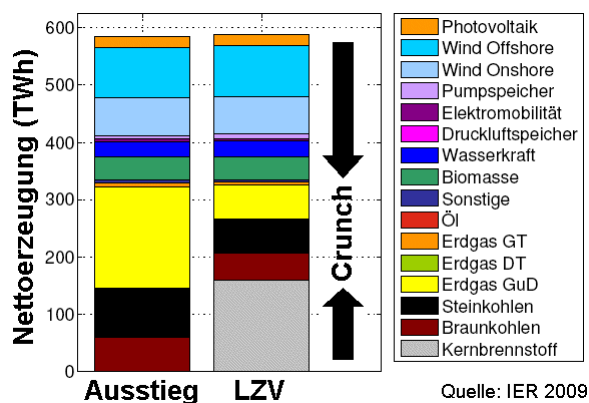


Abb. 10: IER Enpassleistung 2030. Erläuterung im Text

Diese Investitionen würden – so die Anklage – mit einer Laufzeitverlängerung entwertet, und die Marktmacht der Kernkraftwerksbetreiber gestärkt. Weiter führte die Laufzeitverlängerung zu einem verminderten Zubaubedarf an neuen Kraftwerken und damit – zumindest in der Perspektive bis 2020 – zu einem effektiven Marktverschluss für neue Wettbewerber. Damit würden Innovationsinvestitionen verhindert, die Innovationsdynamik in der Kraftwerkstechnologie abbremsen und das **strukturelle Wettbewerbsdefizit** auf dem Stromerzeugungsmarkt verstärkt, was *à la longue* wegen der Verstärkung des Oligopols zu höheren Strompreisen führe [23].

Als notwendige Korrektur wird anregt, so die Laufzeitverlängerung nicht gänzlich überdacht werde, (Braun)Kohlekraftwerke im gleichen Umfang stillzulegen (BET, ener-vis/BBH) bzw. die Kostenvorteile der Kernkraftwerksbetreiber über eine Kernenergieeinspeisegebühr abzuschöpfen (Bode et al.).

Politische Bewertung

Es ist unübersehbar, dass die Verdrängungseffekte im thermischen Kraftwerkspark, die von der EE-Einspeisung ausgelöst werden,

Vollkosten neuer Kraftwerke

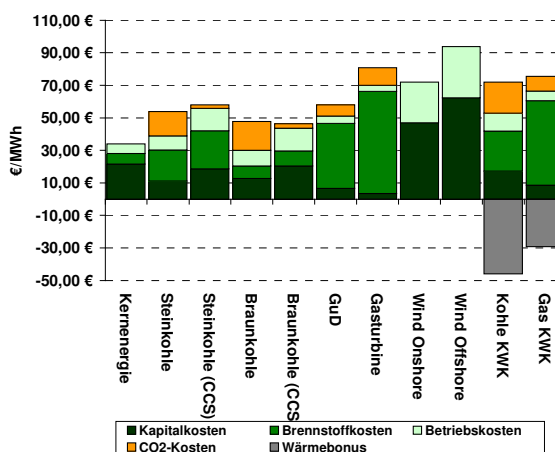


Abb. 11: Vollkosten sind – anders als Grenzkosten – die Kosten, zu denen ein neues Kraftwerk auch seine Kapitalkosten erwirtschaftet. Neue GuD- und Steinkohlekraftwerke bräuchten – wie zu sehen – ein dauerhaftes Großhandelspreisniveau oberhalb von 50-60 € (Quelle: IEA/NEA)

durch eine Laufzeitverlängerung verschärft würden: Bode et al. beziffern die entgangenen Deckungsbeiträge der Stadtwerke (durch die Minderauslastung) auf 3,2 Mrd. €, die der anderen unabhängigen Erzeuger auf 3,7 Mrd. €, merken aber auch an, dass die Kernkraftwerksbetreiber selber in ihrem fossilen Kraftwerkspark Mindererlöse von 23,8 Mrd. € gewärtigen müssen (*Kannibalisierungseffekt*).

Diese entgangenen Deckungsbeiträge beruhen auf zwei Zukunftseffekten, nämlich dass

- bei einer Laufzeitverlängerung Kernenergiemengen im System bleiben, so dass die fossilen Kraftwerke, die durch die zunehmende EE-Einspeisung verdrängt werden, nicht in diese Lücke „ausweichen“ können sowie
- auf der Dämpfung des Grenzkostenpreises, die dazu führt, dass alle eingesetzten Kraftwerke 0,7 bis 1,2 ct/kWh weniger Erlösen.

Es handelt sich daher um „entgangene Opportunitäten“, d.h. der bestehende Kraftwerkspark der Betreiber wird schlechter verzinst, als es ohne Laufzeitverlängerung der Fall wäre. Für die Verbraucher ist dieser Effekt angenehm, weil sie weniger für ihren Stromverbrauch zahlen müssen.

Während die Kraft-Wärme-Kopplung wegen ihrer vorrangigen Einspeisung von den Auslastungseffekten weniger betroffen ist, entgehen durch eine Laufzeitverlängerung auch den KWK-Anlagen auf der Stromseite 0,7 bis 1,2 ct/kWh, was ihren Ausbau unattraktiv macht. D.h. dass das politische KWK-Ausbauziel von 25 Prozent durch die Preisdämpfungseffekte beeinträchtigt würde [24]: Das sollte im Energiekonzept modelliert werden und ggf. zu einer **Anhebung des KWK-Deckels** von aktuell 750 Mio. € auf z.B. 855 Mio. € führen [25].

Auch die **Direktvermarktung erneuerbarer Energien**, wie sie im aktuellen EEG an-

gelegt ist, leidet unter den Preisdämpfungseffekten: Niedrigere Großhandelspreise vermindern die Wirtschaftlichkeit der EEMengen, die im wettbewerblichen Teil des Strommarktes gehandelt werden [26]. Da die Direktvermarktung aber nur eine – im übrigen wenig genutzte - Option für die Betreiber von EE-Anlagen ist, wäre mit der Laufzeitverlängerung keinerlei Ertragsrisiko der Betreiber verbunden [27], **solange** die Rückfalloption in den „geschützten“ EEG-Bereich fortbesteht.

Eine Atomgesetznovelle müsste also **konditionell** den Fortbestand dieser EEG-Regelung für die Laufzeit der Verlängerung festschreiben, um adverse Effekte auszuschließen [28].

Vertrauensschutz auf den Atomkonsens

Während die (fossilen) Bestandskraftwerke von einer Laufzeitverlängerung „nur“ hinsichtlich entgangener Opportunitäten betroffen wären (die schwer genug wiegen, weil davon auch die weitere Investitionstätigkeit der kommunalen Seite betroffen ist), wiegt der Vorwurf der **Entwertung von Investitionen** schwerer, wie er von enervis/BBH erhoben wird [29].

Die aktuell die Bundesregierung tragenden Fraktionen hatten vor, während und nach dem Ausstiegsbeschluss, d.h. in Kontinuation seit 2000, keinen Zweifel daran gelassen, dass sie den Beschluss – bei neuen parlamentarischen Mehrheiten - rückgängig machen würden. Dieser Dissens wurde auch im Koalitionsvertrag der großen Koalition 2005 festgeschrieben [30].

D.h. dass Investitionsentscheidungen zwischen 2000 und 2005 in jedem Falle von einer **Revision des Ausstiegsbeschlusses** ausgehen mussten; mit Investitionen, die zwischen Oktober 2005 und Oktober 2009 geplant (ungleich getätigt) wurden, verhält es sich nur graduell anders: Hier *könnte* die Risikokomponente einer Revision geringer bewertet worden sein.

Generell sind ständige Änderungen am energiepolitischen Ordnungsrahmen für Investoren in Anlagen mit Lebenszyklen weit außerhalb vier- bzw. fünfjähriger Legislaturperioden ein Ärgernis, für das die Volkswirtschaft und die Stromverbraucher mit steigenden **Risikoprämien** bezahlen [31].

Schaut man sich die Inbetriebnahmezeiten und Planungen an, *könnten* folgende Kraftwerke unabhängiger Betreiber ein Investitionsschutzszenario anführen (Abb. 13). Die mit * bezeichneten Anlagen sind KWK-Anlagen, die (in der Regel) wärmegeführt werden und die daher weniger von Auslastungseffekten als mehr von geringeren Börsenstrompreisen betroffen sind. Aufgeführt werden nur unabhängige Betreiber; in der gleichen Zeit haben auch die Big-4 neue fossile Anlagen realisiert, die der Kraftwerkliste des UBA entnommen werden können, aber für Zwecke dieser Darstellung keine Rolle spielen:

In Betrieb zwischen 2002 und 2009

GKM Mannheim 6 (28% MVV)	Kohle	280 MW
Römerbrücke (SWS, GDF-Suez)	K/G	118 MW*
Ludwigshafen-Mitte (BASF)	Gas	440 MW
Ludwigshafen GuD (BASF)	Gas	454 MW
Herdecke H3 (Marke/Statkraft)	Gas	424 MW
Nürnberg (N-Ergie)	Gas	189 MW*
Köln-Niehl II (Rheinenergie)	Gas	405 MW*
Knapsack-Hürth (Statkraft)	Gas	812 MW
Duisburg-Wahnheim (SW Duisburg)	Gas	240 MW*
München-Süd (SW München)	Gas	417 MW*
Münster GuD (SW Münster)	Gas	100 MW*
Hamm-Uentrop 1 (Trianel)	Gas	425 MW
Hamm-Uentrop 2 (Trianel)	Gas	425 MW

Tab. 3: Kraftwerksneubauten unabhängiger Erzeuger zwischen 2002 und 2009 (Quelle: BMU-Kraftwerksdatenbank)

Es ist unwahrscheinlich, dass eines dieser Kraftwerke im Vertrauen auf einen Kernenergieausstieg gebaut wurde. Ggf. durch eine Revision entstehende geringere Deckungsbeiträge sollten **zwingend** bei der Investitionsplanung berücksichtigt worden sein. Das spricht nicht dagegen, dass sich die Betreiber höhere Auslastungen und Deckungsbeträge durch einen Ausstiegsvollzug versprochen haben. Ob die Parlamentarier „entgangene Gewinne“ kompensieren sollten, ist eine Frage von anderer Qualität, als

sie die Schadenersatzszenarien von BBH suggerieren [32].

Bei den laufenden Bauvorhaben sind ebenfalls nur eine Handvoll unabhängiger Kraftwerke betroffen; auch hier ist eine Investitionskostenplanung rein „im Vertrauen“ auf den Ausstiegsvollzug unwahrscheinlich:

Im Bau (2009-2012)

Irsching 5 (E.ON,N-Ergie,Mainova,HEAG)	Gas	860 MW
Braunschweig (BS Energie)	Gas	76 MW
Duisburg (Steag/EVN)	Kohle	790 MW
Lünen (Trianel)	Kohle	750 MW
Wilhelmshafen (GDF-Suez)	Kohle	800 MW
Hamm (RWE & Stadtwerke)	Kohle	1.600 MW

Tab. 4: Im Bau befindliche Kraftwerke (Quelle: dena 2010)

Daneben wurden seit 2002 eine Reihe von kommunalen Bestandskraftwerken ertüchtigt (Übersicht in der UBA-KW-Datenbank), die von Mindererträgen betroffen sind. Die tatsächlichen Minderdeckungen dieser Kraftwerke – und auch hier gibt es Kraftwerksinvestitionen der Big-4, die kannibalisiert“ würden - blieben dringend nicht nur zu behaupten, sondern auch zu quantifizieren [33].

Unübersehbar ist, dass **Trianel**, **GDF-Suez** und **Statkraft** überproportional investiert haben. Die letzten beiden Unternehmen verhalten sich in der öffentlichen Debatte zurückhaltend: Im Falle GDF-Suez dürfte das darauf zurückzuführen sein, dass sich die Franzosen bereits mit E.ON über einen **Austausch von Kraftwerkskapazitäten** geeinigt haben und damit Zugriff auf 700 MW Leistung aus E.ON-Kernkraftwerken erhalten [34]. Statkraft stehen als norwegischem Staatsunternehmen unmittelbare Zugangsmöglichkeiten zur Bundesregierung offen. Trianel ist auf einen öffentlichen Lobbyprozess angewiesen, den die Unternehmensgruppe mit Vorlage des BET-Gutachtens eingeleitet hat.

Ob die Kompensationsanforderungen von Trianel eine zwangsweise Stilllegung anderer Kraftwerke erfordern, wird weiter unten analysiert: Ggf. wäre ein Kraftwerkstausch

mit Zugang zu Grundlastkapazitäten analog des GDF-Suez-Modells für Trianel eine – auch *systemisch* – bessere Lösung. In eine ähnliche Richtung zielen Äußerungen des Präsidenten des Bundeskartellamtes, Andreas Mundt: „Denkbar wäre es, die Kernkraftwerksbetreiber dazu zu verpflichten, Erzeugungskapazitäten abzugeben“ [35].

Kompensationsmodelle

Die Gutachten von Bode et al., enervis/BBH und BET skizzieren eine Reihe von Kompensationsmodellen, mit denen die negativen Folgen einer Laufzeitverlängerung auf Stadtwerke gemildert bzw. die Marktmachtprobleme behoben werden sollen. Dazu gehören eine zwangsweise Stilllegung von Braunkohlekapazitäten sowie Einspeisegebühren für Kernkraftstrom (in Umkehrung zu den Einspeisevergütungen für EEG-Strom).

Enervis/BBH und BET regen an, dass die Kernkraftwerksbetreiber in dem Maße (Braun-)Kohlekraftwerke stilllegen, wie zusätzliche Kernenergiemengen produziert werden. Damit sei eine doppelte CO₂-Dividende verbunden, da die Braunkohlekapazitäten durch weniger CO₂-intensive Ersatzkapazitäten ersetzt würden.

Das übersieht, dass es in der Folge des Emissionshandels keines „zusätzlichen“ Impulses bedarf, um ineffiziente Kraftwerke aus der Nutzung zu verdrängen [36]. Einen **Klimaeffekt** erzielte die Maßnahme nur, wenn die gesamteuropäisch zulässige CO₂-Menge (Cap) entsprechend gekürzt würde.

Daher erübrigt sich die eine Hälfte des Gutachtenvorschlags; die andere Hälfte führte dazu, unter CO₂-Aspekten noch kostengünstige Erzeugungskapazitäten **politisch** aus dem Markt zu nehmen, damit sie durch Anlagen der kommunalen Erzeugung ersetzt werden können. Das mag einen Teil der Wettbewerbsprobleme beheben (gleich: die eingangs skizzierten entgangenen Opportunitäten heilen), führt jedoch dazu, dass – von den Stromverbrauchern bezahlte – Investi-

tionen vorzeitig entwertet werden, um andere – ebenfalls von den Verbrauchern zu zahlende, *nota bene* teurere – Optionen in die Verwertung zu drücken. Was aus Anbietersicht zu den erwünschten höheren Strompreisen führte, ist für die deutschen **Energieverbraucher** ein Verlustgeschäft.

Wettbewerbsproblematik

Schwerer wiegen die Vorwürfe, die Marktmacht der Kernkraftwerksbetreiber würde perpetuiert. Bei einer Laufzeitverlängerung bliebe der Marktanteil dieser Unternehmen bis 2020 stabil bei etwa 80 Prozent, wodurch die **Marktmachtproblematik** konserviert würde [Bode et al.:18]. Ausserdem könnten die Betreiber die Gewinne zunehmend in die Zukunftsmärkte (wie z.B. erneuerbare Energien) investieren, um auch hier ihren Marktanteil auszuweiten [37].

In der Tat beurteilt das Bundeskartellamt die Konzentration im Erzeugungsbereich seit Jahren kritisch: „Die Marktanteile sind in einer Weise verteilt, dass grundsätzlich eine duopolistische Marktbeherrschung ebenso wie eine gemeinsame Beherrschung durch drei oder alle vier großen Verbundunternehmen vermutet werden könnte“ [38]. Der Koalitionsvertrag sieht daher die Einrichtung einer **Marktüberwachungsstelle** vor.

Das Bundeskartellamt nimmt derzeit eine umfassende Sektoruntersuchung vor: Es hat 150 Mio. Daten gesammelt, um viertelstundengenau nachzuweisen, welches Kraftwerk in Deutschland wieviel Strom produziert hat. Hintergrund der Untersuchung ist die Vermutung, dass insbesondere E.ON und RWE Möglichkeiten besitzen, durch Zurückhaltung von Kraftwerken die Grenzkostenpreisbildung an der Börse zu beeinflussen.

Die Behörde will die Ergebnisse dieser Marktmachtuntersuchung Ende des ersten Halbjahres vorlegen, so dass sie in das Energiekonzept einfließen könnten, dessen Endfassung im November vorliegen soll [39].

Da der konventionelle Markt schrumpft, werden Marktanteilkämpfe zukünftig wesentlich im EE-Bereich, im Bereich des Spitzenlastausgleichs, bei den Speichertechnologien sowie den intelligenten Nachfragetechnologien (Smart Grids) zu führen sein.

Investitionsdilemmata

Hierbei ist unübersehbar, dass eine Laufzeitverlängerung die **Merit-Order-Effekte** der EEG-Einspeisung weiter verschärft und damit das Großhandelspreissignal dämpft, das für (erforderliche) Investitionen in die o.g. flexiblen Technologien, die die volatile Einspeisung der erneuerbaren Energien flankieren können, notwendig wäre: Das liegt daran, dass die Grenzkostenpreisbildung an der Börse Anbieter nicht honoriert, die die erforderliche Flexibilität bereitstellen.

D.h. dass – zur Finanzierung der Kapitalanforderungen neuer Kraftwerke - langfristig **wesentlich höhere Großhandelspreise** als heute erforderlich wären. Damit würde jedoch auch das Koalitionsziel erträglicher Strompreise obstruiert.

Eine Alternative, die die Stromverbraucher nur mit einem Bruchteil der Kosten belastet, sind sog. **Kapazitätsmärkte**, die Prämien für die bereitgestellte Kapazität zahlen, die die zunehmende Minderauslastung dieser Technologien abfedern.

Dabei fallen die Kosten für die Verbraucher nämlich nur für die bereitgestellte, ggf. nicht abgefragte Kapazität an, während bei hohen Großhandelspreisen die Kosten für die Gesamtkapazität des Marktes bezahlt werden müssten. Der Unterschied für die Verbraucher liegt also darin, dass sie für die Bereitstellung der Flexibilität (und für die Versorgungssicherheit) nur einen Millionen- anstelle eines Milliardenbetrags aufbringen müssen [40].

Kapazitätsmärkte werden z.Zt. in den USA und in Großbritannien diskutiert bzw. eingeführt. In Deutschland – das wegen seiner

ambitionierten EE-Ausbauziele vergleichsweise höhere Flexibilitätsanforderungen hat -, ist diese Diskussion erstaunlicherweise noch nicht angekommen.

Fazit

Daher bliebe im Energiekonzept der Bundesregierung die **Einführung von Kapazitätsmärkten** dringend zu untersuchen: Nur hierdurch ließen sich die legitimen Interessen der Stadtwerke und neuen Wettbewerber an einer ausreichenden Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals und die Interessen der Stromverbraucher, vor weitreichenden Großhandelspreisverwerfungen geschützt zu werden, miteinander vereinbaren. Das löste die Investitionsdilemmata, die *nota bene* unabhängig von einer Laufzeitverlängerung auftreten.

Anmerkungen

- 1 Pflichtenheft zur Durchführung der Studie „Energieszenarien, undatiert [03/2010]; vgl. BT-Drs. 17/1370, 14.04.2010.
- 2 Vgl. Dürr 2009, DLR-Leitstudie 2008.
- 3 Vgl. DLR-Leitstudie 2008. Der notwendige Zubau von Erdgaskraftwerken ist in allen Kernenergieausstiegsszenarien zu beobachten; vgl. Dürr 2009.
- 4 Vgl. IER 2009:iii-iv. Dazu wird u.a. auf Frankreich verwiesen, wo die KKWe die Mittellast abdecken; nachzuweisen bliebe, dass das ohne betriebliche Anpassungen auf deutsche AKWs zutrifft. Ein Mitarbeiter eines französischen Atomkonzerns verwies im Gespräch mit dem Autor darauf, dass ein Teillastbetrieb die Auslastung und die Wirtschaftlichkeit eines KKWe negativ beeinflusse, wodurch auch der Preisdämpfungseffekt geringer ausfalle. Die mittlere Auslastung der französischen KKWe liegt bei 78%, die der deutschen bei 95%. D.h., dass die französischen KKWe von einer höheren Auslastung durch Exporte nach Deutschland sowie höheren Börsenpreisen profitieren.
- 5 In Kontinuation zu Fn. 4 kann festgestellt werden, dass die Importeffekte in den EE-Szenarien nicht hinreichend durchgerechnet werden, da die im Ausstiegsszenario benötigten Importmengen durch die kostengünstigsten ausländischen Grundlastkapazitäten bereitgestellt werden, zu denen neben der skandinavischen und österreichischen Wasserkraft die französische Kernkraft beiträgt.
- 6 DLR-Leitstudie 2008:39.
- 7 Vgl. Maurer/Haubrich 2010.
- 8 DLR-Leitstudie 2008.
- 9 Zur Strompreisentwicklung vgl. ausführlich Dürr 2010.
- 10 Lt. Hake (2005:785) lägen die Minderungskosten bei einer LZV um 8 Jahre bei 87 Mrd. € statt 95 Mrd. €, bei einer LZV um 18 Jahre bei 49 Mrd. €.
- 11 Vgl. Öko-Institut 2009.
- 12 ewi/Prognos 2007:121.

- 13 Vgl. Bode et al., enervis/BBH 2010, BET 2010.
- 14 Vgl. Dürr 2010.
- 15 Die Bewertung der Zusatzgewinne ist abhängig von der Länge der Laufzeitverlängerung, der Differenz zwischen den KKW-Erzeugungskosten – 22€/MWh lt. LBBW 2009 – und dem Markträumungspreis (45-85€/MWh) sowie davon, ob man Erhaltungsinvestitionen und Mindereinnahmen im übrigen Kraftwerkspark zum Abzug bringt (LBBW, WestLB) oder nicht (Öko-Institut; enervis/BBH).
- 16 Handelsblatt 12.03.2010, S. 1.
- 17 Vgl. BET 2010; Bode et al. 2010; enervis/BBH 2010.
- 18 EWI/Prognos 2007:117.
- 19 Energieforum 2010, Berlin, 03.03.2010.
- 20 Anhänger der „reinen Volkswirtschaftslehre“ würden argumentieren, dass der „Sündenfall“ durch das EEG bereits eingetreten ist. Es ist aber ein Unterschied, ob man Erzeugungsoptionen bevorzugt, weil daran alle Unternehmen partizipieren, oder einzelne Unternehmen.
- 21 Monopolkommission 2009:58.
- 22 Vgl. IEA/NEA 2010.
- 23 Vgl. enervis/BBH 2010; PIK/WestLB 2009:17.
- 24 Vgl. Bode et al. 2010:5.
- 25 Da keine quantitativen Berechnungen über die preisdämpfungsbedingten Mindererlöse vorliegen, beruht die Empfehlung auf einer Abschätzung des KWK-Anteils, bei einem Preisdämpfungseffekt von 7-12 € /MWh, durch den Autor. Eine verlässliche Bewertung bliebe nachzuholen.
- 26 Vgl. Bode et al. 2010:5.
- 27 Vgl. Maurer/Haubrich 2010:41.
- 28 D.h., dass im Atomgesetz (AtomG) eine entsprechende – wirkungsfremde – Passage einzufügen bliebe: Eine Regelung im EEG reicht nicht aus, da sie andernfalls bei einer EEG-Novellierung entfallen könnte.
- 29 Vgl. Enervis/BBH 2010:72
- 30 Vgl. BT-Drs. 14/6886, Plenarprotokolle 14/190, 14/209.
- 31 Das ist keine rein deutsche Entwicklung: IEA/NEA vermerken, dass die Unsicherheit über die Entwicklung noch nie so groß war, wie 2010: „*Increased uncertainty drives up costs through higher required returns on investment/discount rates, and this applies to all electricity generating technologies.*“ (IEA/NEA 2010:21).
- 32 Vgl. enervis/BBH 2010:90.
- 33 Bei den durch enervis/BBH 2010, Kap. 3.3.3., vorgelegten Zahlen handelt es sich um entgangene Deckungsbeiträge von Kraftwerksneubauten, nicht um die entgangene Verzinsung bestehender Kraftwerke beschreiben: Zur Lösung der Investitionsdilemmata empfiehlt der Autor a) Investitionskostenzuschüsse nach der Emissionshandelsrichtlinie und b) einen Kapazitätsmarkt. Die Zusatzbelastungen für die Stromverbraucher machen nur einen Bruchteil der Beträge aus, die bei einer erzwungenen Kapazitätsrücknahme entstünden.
- 34 E.ON-Pressemitteilung, 4.11.2009
- 35 Versorger wittern Atomfinte, HB 23.04.2010, S. 26.
- 36 Zur Wirkungsweise des Emissionshandels Dürr 2007.
- 37 Vgl. enervis/BBH 2010:37.
- 38 Monopolkommission 2009:64.
- 39 Andreas Mundt (BkartA), Interview mit dem Handelsblatt, 10.03.2010.
- 40 Vgl. exemplarisch Cramton/Stoft 2006.

Literatur

- BET (2010): Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, www.trianel.com/fileadmin/trianelroot/triane/mediapool/presse/pdf/BET-Gutachten_zur_Laufzeitverl%C3%A4ngerung-Kurzfassung-Zwischenergebnisse.pdf
- BMU (2009a): Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“, Stand: 10.07.2009, www.uba.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf
- BMU (2009b): Hindernis Atomkraft. Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien, www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_hindernis_atomkraft.pdf
- Bode, S., T.Bruckner u. H.Kondziella (2010): Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt; anzufordern: duempelmann@sku.de
- Cramton, P. u. S. Croft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity.
- Dena (2010): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien_Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf
- Dürr, D. (2007): Der europäische Emissionshandel. Hintergründe, Fakten und Trends zur Revision der europäischen Emissions-Handelsrichtlinie, www.inagendo.com/res/doc/inagendo_ets_kompendium.pdf
- Dürr, D. (2009): Zukünftige Stromerzeugungskapazität: Ist die Lücke eine Lüge? in: et 1-2/2009, S. 56ff., stromluecke.inagendo.com
- Dürr, D. (2010): Quo vadis, Strompreise?, in: et 1-2/10, S.54ff, duerr@inagendo.com
- enervis/BBH (2010): Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und Klimaschutz. Langfassung, anzufordern: Olaf.Daeuper@bbh-online.de
- EWI/EEFA (2005): Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, www.eefa.de/pdf/kernenergie_EWI_EEFA.pdf
- EWI/EEFA (2008): Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, www.fdb.de/wwwfdb/fdb/content_presse/FDBR-Akt_2008-10-A01.pdf
- EWI/Prognos (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/energieszenarien-fuer-energiegipfel-2007,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf
- Hake, J.F. et al. (2005): Mögliche Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, in: et 11/2005, S. 785ff
- IEA/NEA (2010): Projected Costs of Generating Electricity, Kurzfassung: www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2010SUM.pdf
- IER (2007): Klimaschutz und wettbewerbsfähiger Energiestandort Deutschland, anzufordern: energieundklimaschutzBW@enbw.com
- IER (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich (Arbeitsbericht), www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf
- IER (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio, www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf
- IWES (2010): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche für 2020, www.bee-ev.de/download/publikationen/studien/2010/100119_BE_E_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf
- Koalitionsvertrag CDU/CSU/FDP (2009), www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf
- LBBW (2009): Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken – eine Option auf Versorgeraktien

- Matthes, F. u. H.J. Ziesing (2008): Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung, www.oeko.de/oekodoc/722/2008-196-de.pdf
- Maurer, C. u. H.J. Haubrich (2010): Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke – Risiko oder Chance für Erneuerbare Energien?, in: et 3/2010, S. 40ff, www.enbw.com/content/de/der_konzern/med/ia/pdf/enkk/artikel_haubrich_maurer.pdf
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten, www.monopolkommission.de/sg_54/s54_vollt_ext.pdf
- Nicolosi, M. u. M. Fürsch (2009): The impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany, in: ZfE 03/2009, S. 246ff., www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/Veroeff/2009_Nicolosi_Fuersch_Zfe.pdf
- Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumentente/institut/system/publications/Leitstudie2008_Langfassung_2008_10_10.pdf
- Ockenfels, A. (2007): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie, et 9/2007, S. 12ff., ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/2007-09-03-et.pdf
- Öko-Instut (2009a): Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den Gewinnmitnahmen der KKW-Betreiber, www.oeko.de
- Öko-Institut (2009b): Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten, www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_strompreiseffekte_bf.pdf
- PIK/WestLB (2009): Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle?, www.climate-mainstreaming.net/co2strom.pdf
- Roth, H. u. P. Kuhn (2008): Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040, TU München. Kurzfassung unter www.et-energie-online.de/index.php?option=com_content&view=article&id=121:moegliche-entwicklung-des-kraftwerksparks-bis-2040&catid=21:kernenergie&Itemid=27
- SPD-Bundestagsfraktion (2010): Große Anfrage: Verlängerung von Restlaufzeiten von Atomkraftwerken – Auswirkungen auf die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt, und auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien, BT Drs. 17/832, dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/008/1700832.pdf
- SRU (2009): Weichenpapier für eine nachhaltige Stromversorgung (Thesenpapier), www.umweltrat.de
- Swider, D.J., I. Ellersdorfer, M. Hundt u. A. Voß (2007): Marktmacht am deutschen Elektrizitätsmarkt, et 11/07, S. 32ff.
- UBA (2008): Politiksznarien für den Klimaschutz IV. Szenarien bis 2030, www.umwelt.daten.de/publikationen/fpdf-l/3361.pdf
- Vollhals, J., H.G. Schwarz, P. Dees u. S. Meier (2007): Struktur und Konzentration im deutschen Endkundenmarkt, in: et 1-2/2007, S. 14ff.
- Von Hirschhausen, C., H.Weigt u. G. Zachmann (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK_Gutachten.pdf
- WD (2010): Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke (Deutscher Bundestag / Wissenschaftliche Dienste, 28/10, 21.04.2010), www.bundestag.de/dokumente/analysen/2010/laufzeitverlaengerung_fuer_kernkraftwerke.pdf
- Zahrnt, A. (BUND) (2009): AKW-Laufzeitverlängerungen blockieren die erneuerbaren Energien, in: K.Reiche (Hg.): Energiegelen. Koordinaten einer zukunftsfähigen Klima- und Energiepolitik. Potsdam, S. 198-205