



BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG

Reinhard Grünwald
Claudio Caviezel

Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke

Monitoring

März 2017
Hintergrundpapier Nr. 21





**Lastfolgefähigkeit
deutscher
Kernkraftwerke**



Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse seit 1990 in Fragen des technischen und gesellschaftlichen Wandels. Das TAB ist eine organisatorische Einheit des Instituts für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) im Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Zur Erfüllung seiner Aufgaben kooperiert es seit September 2013 mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, dem IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH sowie der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH.



Reinhard Grünwald
Claudio Caviezel

Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke

Monitoring

TAB-Hintergrundpapier Nr. 21



Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag (TAB)
Neue Schönhauser Straße 10
10178 Berlin

Tel.: +49 30 28491-0

Fax: +49 30 28491-119

buero@tab-beim-bundestag.de

www.tab-beim-bundestag.de

2017

Umschlagbild: [vencavolrab78 © 123RF.com](http://vencavolrab78.com)

ISSN-Print 2199-7128

ISSN-Internet 2199-7136



Inhalt

Zusammenfassung	7
<hr/>	
I. Einleitung	15
<hr/>	
II. Technische und betriebliche Flexibilität deutscher Kernkraftwerke	23
1. Grundlagen	23
2. Praktische Erfahrungen mit dem Lastfolgebetrieb deutscher Kernkraftwerke	30
3. Parametrisierung der Flexibilität deutscher Kernkraftwerke	32
<hr/>	
III. Modellgestützte Analyse	35
1. Methodik	35
2. Annahmen	40
2.1 Rahmendaten	40
2.2 Bedeutung der Modellierungsbeschränkungen	46
3. Szenarien	48
4. Ergebnisse	50
4.1 Abregelung erneuerbarer Energien	50
4.2 Veranschaulichung des Kraftwerkbetriebs	51
4.3 Erzeugungsmix	54
4.4 Betrieb der Kernkraftwerke	56
4.5 Abregelung EE für verschiedene Szenarienannahmen	59
4.6 Fazit	63
<hr/>	
IV. Kompatibilität einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken mit den EE-Ausbauzielen (Thesen)	65
<hr/>	
V. Internationaler Vergleich	71



VI. Ökonomische Aspekte	81
1. Grundsätzliches	81
2. Betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte	86
3. Auswirkungen auf Investitionen	89

VII. Sicherheitsaspekte (Thesen)	97
----------------------------------	----

Literatur	105
1. In Auftrag gegebenes Gutachten	105
2. Weitere Literatur	105

Anhang	110
1. Abbildungen	110
2. Tabellen	112
3. Vergleich der Grundannahmen mit aktuellen Arbeiten	114

Zusammenfassung

Ausgangslage und Beauftragung

Ausgelöst von Plänen der Bundesregierung, die Laufzeit von Kernkraftwerken (KKW) in Deutschland zu verlängern, um auf diese Weise eine Brücke in ein künftiges Zeitalter regenerativer Energien zu schlagen, wurde ab dem Herbst 2009 in Politik, Wissenschaft und der Öffentlichkeit eine heftige kontroverse Debatte geführt. Diese kreiste um eine zentrale Fragestellung: Ist der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) zur Stromerzeugung, vor allem Photovoltaik und Windkraft, mittel- bis langfristig kompatibel mit dem Betrieb von KKW?

Vor diesem Hintergrund beauftragte der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), eine Untersuchung dieses Fragenkomplexes durchzuführen. Das TAB-Projekt hatte zum Ziel, den Stand der wissenschaftlichen Kenntnisse und der aktuellen Debatte aufzuarbeiten und prägnant zusammenzufassen. Die Ergebnisse sollten als Input zur Strukturierung der Diskussion für zwei Expertenworkshops dienen, die im März/April 2011 stattfinden sollten. Diese wurden aufgrund der Umwälzungen in der deutschen Energiepolitik, die durch die Katastrophe in Fukushima ausgelöst wurden, jedoch abgesagt.

Obwohl die Thematik des TAB-Projekts durch diese Entwicklungen nachvollziehbar erheblich an politischer und energiewirtschaftlicher Brisanz verloren hat, sind die Ergebnisse nach Auffassung des TAB vor allem aus zwei Gründen immer noch interessant und relevant genug, um eine Veröffentlichung zum jetzigen Zeitpunkt zu motivieren:

Die Frage der Flexibilität des Kraftwerksparks ist immer noch aktuell. In dieser Hinsicht sind die hier vorgelegten Analysen zu der Thematik, welche Anforderungen ein dynamischer Ausbau fluktuierender EE-Erzeugung an den (konventionellen) Kraftwerkspark stellt, immer noch hochrelevant.

In anderen Ländern mit einem substanziellen Anteil an Kernenergie im Erzeugungsportfolio und EE-Ausbauplänen stellen sich die hier untersuchten Fragen mit hoher Dringlichkeit. Es könnte daher hilfreich sein, die gewonnenen Erkenntnisse in den internationalen energiepolitischen Diskurs einzubringen.

Zentrale Fragestellungen

KKW werden ganz überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung zur Deckung der sogenannten Grundlast eingesetzt. Die Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft ist dagegen starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen



ausgesetzt. Ein hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromspeisung stellt an den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark bestimmte Anforderungen, die für eine stabile und zuverlässige Versorgung erfüllt werden müssen.

Die Beurteilung, ob KKW diese Anforderungen erfüllen können, hängt maßgeblich von der Antwort auf zwei konkrete Fragen ab:

- › Ist es möglich, die Leistung von KKW mit ausreichend hoher Geschwindigkeit unterschiedlichen Lastsituationen anzupassen? Wie schnell und über welchen Bereich kann die eingespeiste elektrische Leistung erhöht bzw. verringert werden?
- › Wie oft müssten KKW in Zeiten geringer Nachfrage und hoher EE-Einspeisung komplett vom Netz genommen werden und ist dies technisch umsetzbar?

Die Betriebsweise, die diesen Anforderungen gerecht wird – der sogenannte Lastfolgebetrieb – hat über die technisch-betrieblichen Fragen hinaus auch bedeutende ökonomische Aspekte. Denn möglicherweise sind KKW zwar technisch zum Lastfolgebetrieb geeignet, können aber in Anbetracht ihrer Kostenstruktur (hohe Investitions- und geringe Betriebskosten) dann nicht mehr rentabel betrieben werden.

Zusätzlich ist die Frage von grundlegender Bedeutung, ob der ständige Wechsel der Betriebszustände (Temperatur- und Druckwechsel in Kühlkreisläufen, häufige Betätigung von Steuereinrichtungen u. Ä.) erhöhten Stress bzw. Verschleiß von Komponenten verursachen und somit letztlich Implikationen für die Sicherheit des Reaktorbetriebs mit sich bringen könnte.

Wie flexibel können deutsche KKW betrieben werden?

Im Jahr 2010 waren in Deutschland 17 KKW mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 20 GW (Netto) in Betrieb. Diese teilen sich in drei Baulinien von Druckwasserreaktoren (DWR) sowie zwei Baulinien von Siedewasserreaktoren (SWR) (Tab. Z.1) auf. Vor allem die Differenzierung in DWR und SWR ist bedeutsam, da sich diese Reaktortypen in ihren technischen Eigenschaften prinzipbedingt stark unterscheiden.

Aus den Betriebshandbüchern der KKW ergibt sich, dass diese hinsichtlich der Geschwindigkeit, mit der Leistungsänderungen vorgenommen werden können, eine durchaus beachtliche Flexibilität aufweisen: Im Bereich nahe der Vollast (oberhalb 80 % der Nennleistung (P_{Nenn}) bei DWR und oberhalb 90 % bei SWR) kann die Leistung pro Minute um bis zu 10 % der Nennleistung gesteigert bzw. gesenkt werden. Im oberen Lastbereich (oberhalb 50 % P_{Nenn} bei DWR und oberhalb 60 % bei SWR) sind die DWR-Baulinien mit 3,8 bis 5,2%/min und die SWR-Baulinien mit 3,8 bis 4,6%/min regelbar (bei SWR re-

duziert sich dies auf etwa 1%/min, wenn einzelne Brennstäbe schadhaf sind). Zum Vergleich: Bei Braunkohlekraftwerken beträgt dieser Wert etwa 3%/min, bei Steinkohlekraftwerken ca. 4%/min und bei Erdgas-Dampf- bzw. Kombikraftwerken 6%/min. Lediglich Gasturbinen sind mit 12%/min wesentlich schneller regelbar.

Tab. Z.1 Baulinien deutscher Kernkraftwerke

Baulinie		installierte Nettoleistung (MW)
DWR 2	Biblis A, Biblis B, Neckarwestheim 1 Unterweser	4.537
DWR 3 (Vorkonvoi)	Grafenrheinfeld, Philippsburg 2, Grohnde, Brokdorf	5.437
DWR 4 (Konvoi)	Isar 2, Emsland, Neckarwestheim 2	4.049
SWR 69	Brunsbüttel, Isar 1, Philippsburg 1, Krümmel	3.885
SWR 72	Gundremmingen B und C	2.572

Eigene Zusammenstellung

Auch der untere Lastbereich (zwischen 20 und 50 % [DWR] bzw. 60 % [SWR]) ist laut den Betriebshandbüchern möglich, allerdings wurde in Gesprächen mit Kraftwerksbetreibern deutlich, dass dieser bis jetzt (abgesehen von An- und Abfahrvorgängen) nicht im regulären Betrieb eingesetzt wird.

Die mögliche Geschwindigkeit der Leistungsänderung und die Mindestlast sind nicht die einzigen Parameter, die die betriebliche Flexibilität der KKW charakterisieren. Ebenfalls von großer Bedeutung sind Anfahrzeiten, die benötigt werden, um einen Reaktor vom ausgeschalteten Zustand bzw. dem Betrieb bei sehr niedriger Leistung wieder hochzufahren. So dauert beispielsweise der Anfahrvorgang eines kalten Reaktors 1 bis 2 Tage. Aus dem Betriebszustand Nulllast–heiß (der Reaktor ist unterkritisch, die Kühlmitteltemperatur hoch) dauert es etwa 1 bis 2, bei längerem Stillstand bis zu 6 Stunden. Ein Reaktor, der nur Strom für den Eigenbedarf erzeugt, braucht etwa 1 Stunde, bis die volle Leistung verfügbar ist. Abschaltvorgänge lassen sich, u. a. aus Sicherheitsgründen, grundsätzlich schneller regeln. So gilt von 100 % auf 0 % Leistung eine Abfahrzeit von 30 Minuten. Die weitere Abkühlung des Reaktors benötigt dann noch etwa 4 bis 5 Stunden.

Ein weiterer Faktor ist die Anzahl der Zyklen, die mit den Anlagen gefahren werden können. Jeder Lastzyklus belastet das Material und führt bei häufiger Wiederholung zu Materialermüdungserscheinungen. Die KKW wurden bei ihrer Konstruktion für eine bestimmte maximale Anzahl an Zyklen ausgelegt. Im

oberen Lastbereich – z.B. einer Absenkung der Leistung von 100% der Nennleistung auf 80% und wieder zurück (100-80-100) – ändern sich Kühlmitteltemperatur und -druck kaum. Daher sind die Kraftwerke für bis zu 100.000 solcher Zyklen ausgelegt. Im unteren Lastbereich steigt jedoch die Wechselbelastung der Komponenten an und die maximale Zyklenzahl nimmt stark ab. Der Zyklus 100-40-100 darf nur 12.000-mal durchfahren werden. Für den Zyklus Nennlast-Nulllast-heiß-Nennlast (100-0-100) wird 400-mal als maximal zulässig angegeben. Bei einer Lebensdauer des Kraftwerks von 40 Jahren entspräche dies 10 dieser Vorgänge pro Jahr.

Ist der KKW-Betrieb mit den EE-Ausbauplänen kompatibel?

Um einschätzen zu können, ob der Weiterbetrieb von KKW mit dem geplanten Ausbau der Stromerzeugung aus EE vereinbar ist, wurde eine modellgestützte Analyse des zukünftigen Erzeugungssystems durchgeführt. Hierfür wurden Rahmendaten angenommen (u.a. zukünftige Stromnachfrage, Energieträgerpreise, EE-Ausbaupfad), die sich an den Annahmen orientieren, die in den Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos/EWI/GWS 2010) bzw. in der Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (DLR/IWES/IfnE 2010) getroffen wurden.

Über eine Minimierung der Gesamtsystemkosten zum Kraftwerks- und Speicherzubau wurde für die Modelljahre 2020, 2025 und 2030 ein Kraftwerkspark simuliert. Der kombinierte Betrieb von KKW, fossilen Kraftwerken und EE-Anlagen wurde mithilfe eines Strommarktmodells analysiert.

Auf der Grundlage der zuvor beschriebenen technischen Möglichkeiten für den Lastfolgebetrieb von KKW wurden drei mögliche zukünftige Betriebsstrategien definiert und in den Szenarien untersucht:

Bedingt flexibler Betrieb: Hier sind routinemäßige Lastwechselzyklen 100-50-100 (DWR) bzw. 100-60-100 (SWR) zugelassen, d.h., die Mindestlast von 50% (DWR) bzw. 60% (SWR) der Nennleistung wird nicht unterschritten. Mit dieser Betriebsstrategie sind in einigen deutschen KKW bereits Erfahrungen gesammelt worden.

Flex20-Betrieb: Hier wird angenommen, dass die KKW auch den unteren Lastbereich flexibel befahren können. Für DWR wurde 20% als minimales Lastniveau gesetzt, wie es die Angaben in den Betriebshandbüchern nahelegen. Für SWR wurde auf Basis von Expertengesprächen 40% als Mindestlast angenommen.

Flex0-Betrieb: Zusätzlich sind hier auch kurzzeitige Auszeiten zugelassen. Um An- und Abfahrzeiten zu berücksichtigen wurden hier als minimale Stillstandszeit 3 Stunden angesetzt und als minimale Betriebszeit 1 Stunde.

Als Maß für die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks (einschließlich der KKW) wurde für die verschiedenen Szenarien diejenige Menge an EE-Strom herangezogen, die jeweils abgeregelt werden muss. Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Modelljahr 2030 zusammengefasst. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung beträgt hier – analog zur BMU-Leitstudie – etwa 65%. Als Referenzfall dient das Szenario ohne Laufzeitverlängerung der KKW, d.h., die Stromerzeugung mittels KKW ist null. Dennoch müssten hier etwa 12 TWh EE-Strom abgeregelt werden.

Bei einer Laufzeitverlängerung der KKW um 12 Jahre erhöht sich dieser Wert auf etwa 21 TWh und bei einer Laufzeitverlängerung um 20 Jahre auf 28 TWh. Dabei ist ein bedingt flexibler Betrieb der KKW unterstellt. Dies verdeutlicht das Konfliktpotenzial zwischen hoher EE-Durchdringung und einem Weiterbetrieb von KKW.

Dass die Einhaltung der Mindestlast der entscheidende begrenzende Faktor ist, wird klar, wenn man diese Annahme aufweicht und einen Flex20-Betrieb unterstellt (d.h., die Mindestlast beträgt nur noch 20% für DWR und 40% für SWR). Im Szenario mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung sinkt dann die abzuregelnde Strommenge von 21 TWh im bedingt flexiblen Betrieb auf 14 TWh (Flex20). Werden darüber hinaus auch kurzzeitige Auszeiten zugelassen (Flex0), sinkt dieser Wert auf unter 10 TWh. Bemerkenswert ist, dass dies weniger ist als die EE-Strommenge, die ohne KKW abgeregelt werden müsste (12 TWh). Das bedeutet, dass im Flex0-Szenario Strom aus EE sogar besser ins System integriert werden könnte als ohne KKW, da in diesem Fall die KKW flexibler als der fossile Kraftwerkspark betrieben werden.

Um zu verdeutlichen, wie der Betrieb eines KKW unter diesen Bedingungen aussehen würde, wurde die Anzahl von Zyklen berechnet, die in den verschiedenen Lastbereichen gefahren werden müssten. Im Szenario einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren, wären im Jahr 2030 im bedingt flexiblen Betrieb ca. 350 Zyklen 100-60-100 notwendig. Im Flex20-Betrieb wären es etwa 200 Zyklen 100-20-100 und zusätzlich 200 Zyklen 100-60-100. Im Flex0-Betrieb würde jedes KKW im Durchschnitt 100-mal pro Jahr den Zyklus von Volllast auf Nulllast und zurück durchfahren (100-0-100). Insgesamt käme somit jedes KKW im Schnitt auf etwa 2 bis 3 Anfahrvorgänge pro Woche.

Ökonomische Aspekte

Ein auf den ersten Blick paradox anmutendes Phänomen, das im Strommarkt in seiner derzeitigen Ausgestaltung regelmäßig und in letzter Zeit immer häufiger auftritt, sind negative Preise. In Stunden, in denen das Stromangebot höher als die Nachfrage ist, bezahlen Stromerzeuger Geld dafür, dass Verbraucher ihnen Strom abnehmen.

Im Falle von Strom, der über den Mechanismus des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) vergütet wird, sind die verantwortlichen Netzbetreiber verpflichtet, diesen bis zu einem negativen Preis von -150 Euro/MWh abzunehmen (Stand 2010). Die Differenz zur bezahlten Einspeisevergütung wird auf die EEG-Umlage aufgeschlagen und somit vom Verbraucher bezahlt. Aber auch für den konventionell erzeugten und vermarkteten Strom gilt dieser Preis. Das heißt, Kraftwerke, die weiter produzieren, können aus betrieblichen oder sonstigen Gründen ihre Leistung nicht drosseln und fahren somit Verluste ein. Daher ist das Auftreten von negativen Preisen ein Indikator für die nichtausreichende Flexibilität des Kraftwerksparks.

Dass das aktuelle Strommarktdesign bei einer hohen Durchdringung mit fluktuierenden EE an seine Grenzen stößt, erkennt man im modellierten Szenario u. a. daran, dass sich im Modelljahr 2030 auch ohne Laufzeitverlängerung der KKW in ca. 1.950 Stunden negative Preise ergeben. Mit Laufzeitverlängerung (12 Jahre, bedingt flexibler Betrieb) verschärft sich diese Situation weiter auf 2.600 Stunden. Durch einen hochflexiblen Betrieb der KKW (Flex0) kann die Anzahl der negativen Preisstunden dagegen auf etwa 1.800 leicht reduziert werden.

Der bedingt flexible Betrieb der KKW erzwingt, dass diese auch in Stunden mit negativen Preisen Strom erzeugen müssen, da für die KKW kurzfristige Lastabsenkungen nicht möglich sind. Würde die bestehende Regelung des EEG gekippt, dass EE-Strom vorrangig eingespeist und vergütet werden muss, müssten EE-Anlagen aus ökonomischen Gründen abgeregelt werden, wenn der Marktpreis unter null fällt. Das reduziert die Anzahl der negativen Preisstunden und würde demzufolge den Betrieb der KKW erheblich attraktiver machen: Im Modell steigt dann der jährliche Gewinn pro installiertem MW von 180.000 Euro (mit EEG-Vorrang) auf 330.000 Euro bei Abschaffung der EEG-Vorrangregelung. Bei einer eingeschränkten Flexibilität der KKW besteht daher ein großes Interesse seitens der Betreiber, die Vorrangregelung zur Diskussion zu stellen.

Sicherheitsaspekte des Lastfolgebetriebs

Fragen zu den Implikationen, die ein verstärkter Lastfolgebetrieb für die kern-technische Sicherheit haben könnte, wurden im TAB-Projekt in der Form von Thesen aufbereitet. Es war nicht beabsichtigt, abschließende Bewertungen zu diesen Thesen abzugeben, da es sich hierbei um hochkomplexe Fachfragen handelt, für die das TAB keine ausreichende Kompetenz vorweisen kann.

Das Ziel war, diese Thesen auf einem Expertenworkshop mit Fachleuten unterschiedlicher Provenienz zu diskutieren, um klar herauszuarbeiten, in welchen Bereichen Konsens herzustellen ist und auszuleuchten, wo Dissens

herrscht. Sowohl Vertreter von Reaktorherstellern und -betreibern, Wissenschaftler aus einem breiten Meinungsspektrum zur Frage der Kernenergienutzung als auch Vertreter von Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden hatten ihr Kommen bereits zugesagt. Der Workshop musste aber, wie bereits erwähnt, abgesagt werden.

Die Thesen gehen von der – fiktiven – Annahme aus, dass in Zukunft KKW verstärkt in einem Lastfolgebetrieb gefahren werden, der auch den unteren Lastbereich umfasst (Flex20 u. Flex0). Dies ist ein deutlicher Bruch gegenüber derzeitigen Betriebsstrategien. Praktische Erfahrungen liegen mit einem solchen Betrieb – zumindest in Deutschland – nicht vor.

Kurzfassung der Thesen zu Sicherheitsaspekten des Lastfolgebetriebs

Reaktorkern: Während des regelmäßigen Lastfolgebetriebs treten an verschiedenen Stellen im Reaktor thermische, mechanische und korrosive Belastungen auf. Zu nennen sind hier u. a.: Verschleiß- und Ermüdungserscheinungen der Steuerstabsmechaniken, Aufquellen der Steuerstabenden durch erhöhte Neutronendichten, thermische Spannungen aufgrund von Temperaturgradienten mit der möglichen Folge von Hüllrohrschäden

Thermohydraulische Komponenten (Pumpen, Ventile, Rohre etc.): Der Lastfolgebetrieb führt zu einer höheren Beanspruchung, was sich in Materialermüdungs-, Erosions-, Korrosions- und Verschleißerscheinungen äußert und die Funktionstüchtigkeit und Integrität der Komponenten beeinträchtigen kann. Die Ansatzstützen der Heiß- und Kaltstränge am Reaktordruckgefäß bzw. an den Dampferzeugern sind von thermischen Spannungsermüdungsvorgängen besonders betroffen. Temperaturgradienten führen zu Schwankungen der Wasserchemie, welche wiederum eine erhöhte Erosion und Korrosion bei Komponenten nach sich zieht.

Komponentenüberwachung und -austausch: Es ist gewährleistet, dass die alters- und beanspruchungsbedingte Degradation der Komponenten durch die implementierten Überwachungs- und Nachweissysteme rechtzeitig erkannt wird. Einer komponentenspezifischen Messung sind aber naturgemäß in der räumlichen und zeitlichen Auflösung Grenzen gesetzt. Mit Ausnahme des Reaktordruckbehälters kann in einem KKW jede Komponente ausgetauscht werden. Verkürzte Austauschintervalle führen zu häufigeren Stillstandszeiten der Anlage. Die Verschleiß- und Ermüdungserscheinungen für den Druckbehälter sind aufgrund der technischen Auslegung zu vernachlässigen.

Steuerung und regelungstechnische Vorgänge: Der Lastfolgebetrieb stellt eine komplexere Betriebsweise dar als der Konstantlastbetrieb. Die Anforderungen an das Personal sind höher und die Wahrscheinlichkeit von Fehlhandlungen steigt. Der Lastfolgebetrieb kann eine Anpassung der Brennelement-Beladestrategie erforderlich machen, wodurch die Reaktoren wiederum für den Volllastbetrieb nicht optimiert sind.

Störfallwahrscheinlichkeit und -behandlung: Bisherige Untersuchungen und Modellrechnungen haben im Zusammenhang mit einem Lastfolgebetrieb im oberen Leistungsbereich keine erhöhte Störfallwahrscheinlichkeit nachweisen können. Derzeit fehlen jedoch Untersuchungen, Modellrechnungen und Erfahrungen zur Frage, wie sich die Störfallwahrscheinlichkeit bei einem Lastfolgebetrieb verhält, der sich auch in den unteren Leistungsbereich erstreckt.

Genehmigungsverfahren: Es herrscht ein Dissens in der Frage, ob der Lastfolgebetrieb, wie er hier definiert ist, als veränderte Betriebsweise aufgefasst werden muss und infolgedessen nicht durch die bisherigen behördlichen Genehmigungen abgedeckt wird.

Die Thesen wurden durch das vom Deutschen Bundestag beauftragte Gutachtertteam, Lehrstuhl für Nukleartechnik, Technische Universität München (Ecofys 2011, S. 65 ff.) erarbeitet.

Einleitung

I.

Ausgangslage und Beauftragung

Die energiepolitische Ausgangslage nach der Bundestagswahl im September 2009 war dadurch geprägt, dass die neue Bundesregierung angekündigt hatte, im Herbst 2010 ein Energiekonzept zu beschließen, das als ein zentrales Element eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (KKW) vorsehen sollte. Im Oktober 2010 wurde eine von der Bundesregierung beauftragte Studie vorgelegt, die mittels Energieszenarien belegen sollte, dass eine KKW-Laufzeitverlängerung ökonomisch sinnvoll sei, um als Brücke in ein regeneratives Zeitalter zu dienen.

Vor diesem Hintergrund wurde in Politik, Wissenschaft und der Öffentlichkeit eine heftige Debatte geführt, die um eine zentrale Fragestellung kreiste: Ist der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) zur Stromerzeugung, vor allem Photovoltaik und Windkraft, mittel- bis langfristig kompatibel mit dem Betrieb von KKW? Im Juni 2010 erfolgte die Beauftragung des TAB durch den Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, eine Untersuchung zu diesem Fragenkomplex durchzuführen. Dabei sollten sowohl technisch-betriebliche als auch ökonomische und nicht zuletzt auch Aspekte der Reaktorsicherheit in den Blick genommen werden.

Das TAB-Projekt hatte nicht zum Ziel, zu all diesen Fragen abschließende Bewertungen abzugeben. Vielmehr sollte der Stand der wissenschaftlichen Kenntnisse und der aktuellen Debatte aufgearbeitet und prägnant zusammengefasst werden. Die Ergebnisse sollten als Input zur Strukturierung der Diskussion für zwei Expertenworkshops dienen, die im März/April 2011 stattfinden sollten. Diese wurden aufgrund der Umwälzungen in der deutschen Energiepolitik, die durch die Katastrophe in Fukushima ausgelöst wurden, jedoch abgesagt.

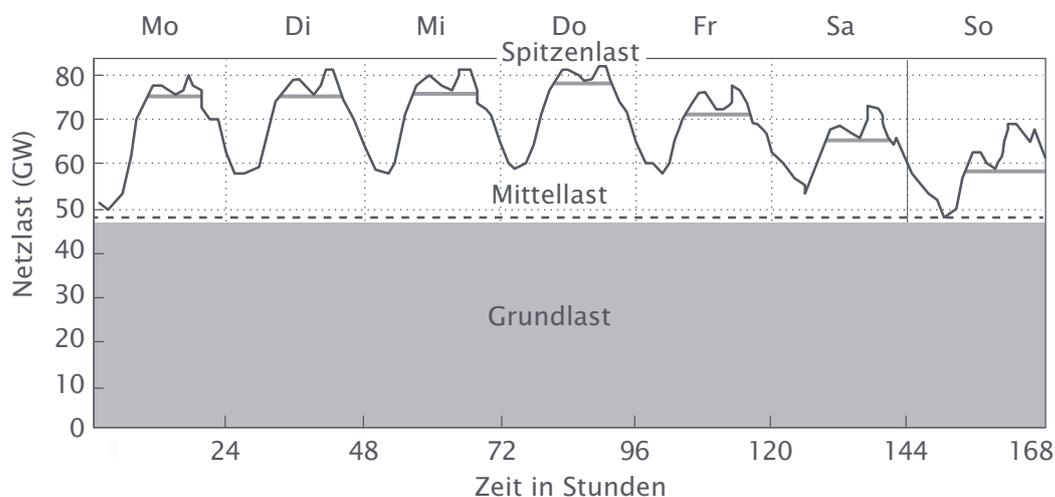
Obwohl die Thematik des TAB-Projekts aufgrund dieser Entwicklungen nachvollziehbar erheblich an politischer und energiewirtschaftlicher Brisanz verloren hat, sind die Ergebnisse nach Auffassung des TAB vor allem aus zwei Gründen immer noch interessant und relevant genug, um eine Veröffentlichung zum jetzigen Zeitpunkt zu motivieren:

- > Die Frage der Flexibilität des Kraftwerksparks ist immer noch aktuell. In dieser Hinsicht sind die hier vorgelegten Analysen zu der Thematik, welche Anforderungen ein dynamischer Ausbau fluktuierender EE-Erzeugung an den (konventionellen) Kraftwerkspark stellt, immer noch hochrelevant.
- > In anderen Ländern mit einem substanziellen Anteil an Kernenergie im Erzeugungsportfolio und EE-Ausbauplänen stellen sich die hier untersuchten Fragen mit hoher Dringlichkeit. Es könnte daher hilfreich sein, die gewonnenen Erkenntnisse in den internationalen energiepolitischen Diskurs einzubringen.

Erneuerbare Energien vs. Kernkraft – ein Systemkonflikt?

Für eine gesicherte Stromversorgung muss zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage exakt gleich der eingespeisten Strommenge sein. Im konventionellen Stromsystem wird die Stromnachfrage üblicherweise in die drei Lastsegmente Grund-, Mittel- und Spitzenlast unterteilt. Als Grundlast wird diejenige Strommenge bezeichnet, die dauerhaft nachgefragt wird und die im Tages- bzw. Jahresgang nie unterschritten wird (Abb. I.1). Die Lastbereiche werden von Kraftwerken bedient, die dafür jeweils besonders geeignet sind: Grundlastkraftwerke (vor allem Laufwasser, Braunkohle sowie Kernkraft) zeichnen sich durch hohe Investitions- und niedrige Betriebskosten aus und müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb mit einer hohen Auslastung (z.B. mehr als 7.000 Volllaststunden im Jahr) kalkulieren. Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gasturbinen) können bereits bei geringer Auslastung (z.B. 2.000 Volllaststunden) rentabel sein (niedrige Investitions- und hohe Betriebskosten). Dazwischen liegen Mittellastkraftwerke (z.B. Steinkohle).

Abb. I.1 Lastgang des Strombedarfs: eine Woche im Winter



Quelle: Ecofys 2009, S. 59 (modifiziert)

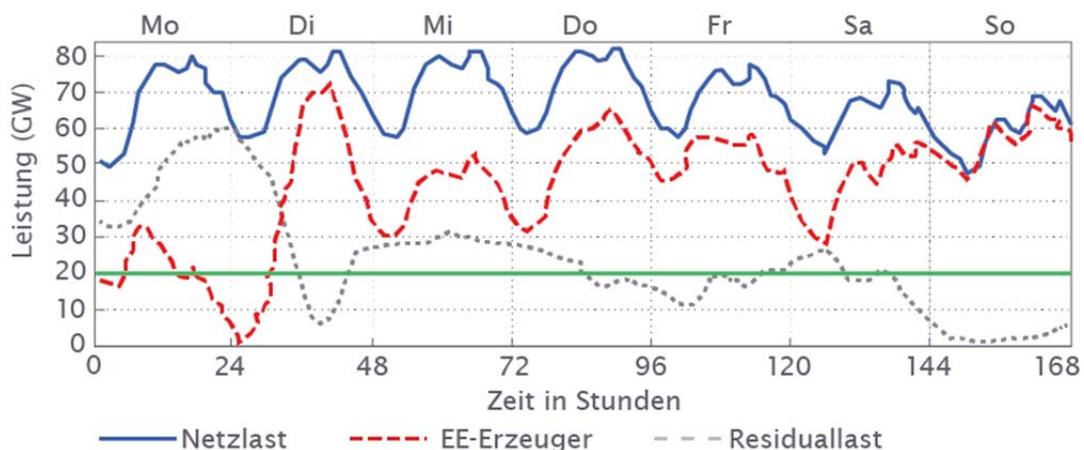
In einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender EE-Einspeisung wird diese Einteilung nach Lastsegmenten mehr und mehr obsolet. Die bestimmende Größe wird die sogenannte Residuallast, die man erhält, wenn man von der Stromnachfrage die Einspeisung durch EE abzieht (Abb. I.2). Diese muss durch regelbare Kraftwerke gedeckt werden.

Die Residuallast weist zwei charakteristische Merkmale auf, die sich in Anforderungen an den Kraftwerkspark übersetzen lassen:

- > Sie kann sich wesentlich schneller ändern als die Nachfrage. Daraus folgt, dass die am Netz befindlichen regelbaren Kraftwerke ihre Leistung sehr schnell erhöhen bzw. absenken können müssen, um jederzeit zu gewährleisten, dass das System im Gleichgewicht bleibt.
- > Wenn eine geringe Stromnachfrage auf eine hohe EE-Einspeisung trifft, kann die Residuallast sehr klein und unter Umständen sogar negativ werden (d.h., es existiert ein Stromüberschuss; in Abb. I.2 ist dies in der Nacht von Montag auf Dienstag kurz nach Mitternacht der Fall). Das bedeutet, dass in dieser Situation im Prinzip sämtliche konventionellen Kraftwerke vom Netz gehen müssten.

Diese letzte Schlussfolgerung muss allerdings dahingehend modifiziert werden, dass zum sicheren Systembetrieb bestimmte Kraftwerke (solche, die Regelleistung zur Verfügung stellen, sogenannte Must-Run-Kraftwerke) jederzeit am Netz sein müssen. Dies sind mit Stand 2011 etwa 20 GW an Kraftwerkskapazität, der sogenannte Systemdienstleistungssockel (Fläche unter der grünen Linie in Abb. I.2) (TAB 2012, S.107). Wenn die Kurve der Residuallast den Systemdienstleistungssockel kreuzt, müssen nicht nur alle nicht systemrelevanten regelbaren Kraftwerke vom Netz genommen, sondern auch ein Teil der EE-Erzeugung abgeregelt, d.h. ungenutzt verworfen werden.

Abb. I.2 Residuallast



Quelle: Ecofys 2009, S. 60 (modifiziert)

Die Eingangsfrage, auf welche Weise der Betrieb von KKW mit diesem durch fluktuierende EE-Einspeisung geprägtem Umfeld kompatibel ist, lässt sich vor diesem Hintergrund nun präziser in zwei Fragestellungen fassen:



- › Ist es möglich, die Leistung von KKW mit ausreichend hoher Geschwindigkeit unterschiedlichen Lastsituationen anzupassen? Wie schnell und über welchen Bereich kann die eingespeiste elektrische Leistung erhöht bzw. verringert werden?
- › Wie oft müssten KKW in Zeiten geringer Nachfrage und hoher EE-Einspeisung komplett vom Netz genommen werden und ist dies technisch umsetzbar?

Diese Fragestellungen haben über die technisch-betrieblichen Aspekte hinaus auch eine starke ökonomische Komponente, denn KKW könnten möglicherweise technisch zum Lastfolgebetrieb geeignet sein, aber in Anbetracht ihrer Kostenstruktur (hohe Investitions- und geringe Betriebskosten) dann nicht mehr rentabel betrieben werden.

Über die Frage, ob ein weiterer dynamischer Ausbau fluktuierender EE mit dem Weiterbetrieb von KKW kompatibel ist, wurde in den Jahren 2009 und 2010 in Fachkreisen erbittert gestritten.

Die eine Seite konstatierte einen Systemkonflikt, da die unflexiblen KKW die Netze »verstopfen« würden und für EE kein Platz mehr bliebe. Prominent vertreten wurde diese Position u. a. in den Publikationen:

- › Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2010, S.3): Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der EE. Kommentar zur Umweltpolitik September 2010 Nr. 8: »Durch den Ausbau der EE sinkt der Bedarf an grundlastorientierten Kraftwerken. Die Laufzeitverlängerung stabilisiert jedoch dauerhaft einen hohen Anteil an Grundlast. Damit wächst die Gefahr, dass das weltweit beachtete Erfolgsmodell der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) insgesamt unter Druck gerät und sich die Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung verschlechtern.«
- › Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES 2010, S.10): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung: »Die Laufzeitverlängerung für KKW führt folglich entweder zu einer unerwünschten Verringerung des notwendigen Ausbaus der EE, der Abregelung von regenerativem Strom oder aber zu höheren Systemkosten der Stromerzeugung ...«

Die andere Seite dagegen stellte fest, dass KKW durchaus die technischen Möglichkeiten eines flexiblen Betriebs aufweisen würden und demzufolge ideale Partner seien, um eine gesicherte Stromversorgung auch in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender EE aufrechtzuerhalten.

- › Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER): Verträglichkeit von EE und Kernenergie im Erzeugungsportfolio (Hundt

- et al. 2009, S. V): »Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der KKW sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, aus technisch-betrieblicher Sicht nicht haltbar ist. Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.«
- > Ludwig et al. (2010, S.8): Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW: »Energiewirtschaftlich gesehen steigt mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Energie der Bedarf an Kraftwerken, die für große, schnelle Laständerungen geeignet sind. Eine Kompensation der Einspeise-Schwankungen durch entsprechend große Speichermöglichkeiten ist für die nähere Zukunft nicht absehbar. KKW eignen sich daher besonders gut für ein Zusammenwirken mit regenerativen Energien.«
 - > Maurer/Haubrich (2010, S.44): Laufzeitverlängerung für KKW – Risiko oder Chance für die EE?: »Eine Laufzeitverlängerung der deutschen KKW bedeutet somit für die EE kein Risiko, sondern vielmehr eine Chance.«
 - > Areva (2010, S.4): »Die in Deutschland laufenden KKW sind besonders gut geeignet, die wetterabhängigen Schwankungen der Stromerzeugung aus EE zuverlässig und kostengünstig auszugleichen. ... Eine Laufzeitverlängerung ist keine Behinderung, sondern im Gegenteil die ideale Grundlage und Unterstützung eines verstärkten Ausbaus der EE im deutschen Energiemix.«

Auch in der Politik wurden diese Fragen intensiv diskutiert. Unter anderem hatte das BMU bereits 2009 (noch vor der Bundestagswahl im September) eine Studie mit der Kernthese veröffentlicht (BMU 2009, S. 13): »Atomkraft und EE sind im Systemverbund nicht kompatibel.« Nach der Wahl setzte sich diese Debatte engagiert fort, u. a. mit dem klassischen parlamentarischen Instrument der »Großen Anfrage« (siehe die Antwort der Bundesregierung [2010] auf die Große Anfrage der SPD-Fraktion). Darüber hinaus wurden mehrere Plenardebatten zu diesen Fragen abgehalten, u. a. am 11. Juni 2010 (Deutscher Bundestag 2010) und am 24. März 2011 (Deutscher Bundestag 2011).

Zielsetzung und Struktur des Hintergrundpapiers

Die zentrale Zielsetzung des TAB-Projekts in diesem kontroversen und politisch aufgeladenen Umfeld war es, die verschiedenen Argumente, Ergebnisse unterschiedlicher Provenienz und die dabei getroffenen Annahmen transparent und nachvollziehbar gegenüber zu stellen, um Übereinstimmungen, Differenzen und Dissense zu identifizieren. Anschließend war beabsichtigt, diese Ergebnisse auf zwei Expertenworkshops zur Diskussion zu stellen, um die Grenzen des wissenschaftlichen Konsenses zu identifizieren und offen zu legen, zu welchen Fragen aus welchen Gründen kein Konsens hergestellt werden kann.

Der eine Workshop sollte sich mit technischen Möglichkeiten und Grenzen sowie energiewirtschaftlichen Implikationen des Lastfolgebetriebs von KKW befassen. Der andere sollte Sicherheitsaspekte in den Fokus nehmen.

Auf der Grundlage von Publikationen und Experteninterviews wurden hierfür zunächst die technischen und betrieblichen Möglichkeiten und Grenzen der Lastfolgefähigkeit der deutschen KKW beleuchtet (Kap. II). Es war anfänglich angedacht, auch genehmigungsseitige Fragestellungen anzusprechen. Dies erwies sich aber im Rahmen des Projekts als nicht praktikabel und wurde daher fallen gelassen.

Mittels einer modellgestützten Analyse wurde der zukünftige Kraftwerkspark und der Betrieb der Kraftwerke simuliert und auf dieser Basis Anforderungen an die Regulierbarkeit der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der KKW abgeleitet, die sich aus dem weiteren Ausbau der EE ergeben (Kap. III u. IV).

Eine Bestandsaufnahme von Erfahrungen im Ausland, insbesondere Frankreich, mit dem Lastfolgebetrieb von KKW wurde durchgeführt, um Gemeinsamkeiten mit bzw. Unterschiede zu der deutschen Situation zu identifizieren (Kap. V). Betriebswirtschaftliche und weitere wirtschaftliche Fragen (z. B. Preisbildung) wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls thematisiert (Kap. VI).

Hinsichtlich sicherheitstechnisch relevanter Effekte von häufigen Lastwechseln waren vertiefte Analysen im Rahmen dieses TAB-Projekts nicht möglich. Daher wurden relevante Fragestellungen thesenartig aufbereitet, um als thematischer Input für den Expertenworkshop zu Sicherheitsfragen zu dienen.

Leider wurden beide Workshops wegen der (seinerzeit) aktuellen Ereignisse in Fukushima abgesagt. Das vorliegende Hintergrundpapier dokumentiert den Stand des Wissens, der als Diskussionsgrundlage dienen sollte.

Quellen- und Datenlage

Die Analysen und Bewertungen zu den technischen, betrieblichen und Sicherheitsfragen von KKW stützen sich zum einen auf frei verfügbare Literatur, u. a. Veröffentlichungen des BMU, des Bundesamts für Strahlenschutz (BfS), des Kerntechnischen Ausschusses (KTA), Zeitschriften (Nuclear Technology, Nuclear Science and Engineering, atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie) sowie Unterlagen von Konferenzen und Workshops. Außerdem konnten auch Gutachten der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) ausgewertet werden, die dem TAB freundlicherweise zur Verfügung gestellt worden sind.

Betriebshandbücher von KKW, auf die sich viele Aussagen hinsichtlich der Auslegung der Anlagen in Deutschland beziehen, waren nicht direkt zugänglich. Lediglich (konsistent) zitierte Inhalte in den zuvor angegebenen Quellen waren verfügbar und wurden verwendet.

Darüber hinaus war es den Gutachtern möglich, einige vertrauliche Schriftstücke des Unternehmens E.On einzusehen und etliche vertrauliche Interviews mit Angestellten der E.On Kernkraft, GRS, Institute for Safety and Reability (ISaR) sowie Électricité de France (EdF) zu führen.

Letztlich bleibt aber festzuhalten, dass etliche relevante Informationen (insbesondere zu wirtschaftlichen und sicherheitsrelevanten Punkten) nicht vorlagen bzw. nicht unabhängig nachprüfbar waren, da keine öffentlich zugänglichen Dokumente existieren bzw. die Informationspolitik der betroffenen Unternehmen, Behörden und sonstigen Einrichtungen häufig sehr restriktiv ist.

Gutachter und Danksagung

Im Rahmen des Projekts hat das TAB eng mit den Gutachterteams der Ecofys Germany GmbH, Herrn Dr.-Ing. Karsten Burges und Herrn Dipl.-Ing. Bernhard Hasche, und dem Lehrstuhl für Nukleartechnik der Technischen Universität München, Herrn Prof. Rafael Macián-Juan und Herrn Dr. Martin Ohlerich, kooperiert.

Das Team des Lehrstuhls für Nukleartechnik war dabei primär mit der Aufbereitung von sicherheitsrelevanten Aspekten betraut, für die anderen Themenblöcke war Ecofys federführend. Insbesondere betrifft dies die Durchführung der numerischen Modellierung des Stromsystems und der daraus abzuleitenden Folgerungen.

Beim vorliegenden Hintergrundpapier handelt es sich um eine überarbeitete und um einige Aspekte (vor allem in den Kapiteln V und VI) erweiterte Fassung des im Auftrag des Deutschen Bundestages erstellten Gutachtens. Die Verantwortung für die Darstellung und Verknüpfung mit anderen Quellen in diesem Hintergrundpapier liegt bei den Autoren.

Den Gutachtern sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich für die Ergebnisse ihrer Arbeit und die exzellente, vertrauensvolle und angenehme Zusammenarbeit gedankt.

Ein besonderer Dank geht an dieser Stelle an die Kollegen im TAB. Dr. Christoph Revermann hat Entwürfe kritisch gelesen und kommentiert und so entscheidend zur Verbesserung des Hintergrundpapiers beigetragen. An Brigitta-Ulrike Goelsdorf geht ein besonderer Dank für das Korrekturlesen und die Erstellung des Endlayouts sowie an Marion Birner für die Erstellung der Grafiken.



Technische und betriebliche Flexibilität deutscher Kernkraftwerke

II.

Zum Zeitpunkt der hier durchgeführten Analysen (2010) waren in Deutschland 17 KKW mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 20 GW (Netto) in Betrieb. Diese teilen sich in drei Baulinien von Druckwasserreaktoren (DWR) sowie zwei Baulinien von Siedewasserreaktoren (SWR) (Tab. II.1) auf. Vor allem die Differenzierung in DWR und SWR ist bedeutsam, da sich diese Reaktortypen in ihren technischen Eigenschaften prinzipbedingt stark unterscheiden.

Grundlagen

I.

Für die Flexibilität des Kraftwerksbetriebs sind vor allem zwei Parameter bestimmend: Erstens die Geschwindigkeit, mit der Laständerungen vorgenommen werden können (Rampengeschwindigkeit), und zweitens das minimale Lastniveau, das nicht unterschritten werden darf bzw. kann. Zusätzlich gibt es aber noch etliche weitere Faktoren, die ebenfalls einen Einfluss darauf haben, wie flexibel das Kraftwerk eingesetzt werden kann. Zu nennen sind hier u. a. minimale Stillstands- bzw. Anfahrzeiten nach Stillstand, die eingehalten werden müssen, Häufigkeit bzw. Anzahl der erlaubten Zyklen und andere betriebliche Vorgaben (z. B. die Erfordernis regelmäßig für eine gewisse Zeit unter Volllast zu fahren, um Instrumente zu kalibrieren; die Beschränkung der Flexibilität am Anfang und Ende des Nutzungszyklus einer Brennelementbeladung, die Einschränkung der Flexibilität, wenn einzelne Brennelemente schadhaft sind).

Gemäß den European Utility Requirements (EUR), die von den bedeutenden europäischen Energieversorgungsunternehmen und Verbänden getragen werden, sollen neue KKW (Generation III+) den folgenden Anforderungen genügen (Elforsk 2012, S. 15, Übersetzung durch das TAB):

- > Die Einheit soll zu einem kontinuierlichen Betrieb zwischen 50 und 100 % ihrer Nennlast fähig sein (aber nicht unterhalb des Mindestlastniveaus).
- > Die standardmäßige Auslegung soll die Durchführung von geplantem und ungeplantem Lastfolgebetrieb während 90 % des Brennstoffzyklus erlauben.
- > Es kann erforderlich sein, dass die Einheit an dringlichen Laständerungen teilnehmen soll.
- > Die Einheit soll an der Primärregelung des Netzes teilnehmen.
- > Die Einheit soll dazu fähig sein, zum Netzwiederaufbau beizutragen.



II. Technische und betriebliche Flexibilität deutscher KKW

Tab. II.1

Allgemeine Kernkraftwerksdaten

	DWR/SWR	Reaktortyp	Inbetriebnahme	Brutto (MWe)	Netto (MWe)	Betreiber	Kühlturm	Arbeitsverfügbarkeit (%/Jahr) (2002-2009)	simulierte Tage Revision	simulierte Tage ungeplanter Ausfall
Biblis A	DWR	2	1975	1.225	1.167	RWE Power AG	ja	54,75	51	26
Biblis B	DWR	2	1977	1.300	1.240	RWE Power AG	ja	65,625	40	21
Brokdorf KBR	DWR	3	1986	1480	1.410	E.ON Kernkraft GmbH	nein	94,5	20	0
Brunsbüttel KKB	SWR	69	1977	806	771	KKW Brunsbüttel GmbH	nein	47,375	43	22
Emsland KKE	DWR	4	1988	1.400	1.329	KKW Lippe-Ems GmbH	ja	95	20	0
Grafenrheinfeld KKG	DWR	3	1982	1.345	1.275	E.ON Kernkraft GmbH	ja	91,25	20	12
Grohnde KWG	DWR	3	1984	1.430	1.360	Gemeinschafts-KKW Grohnde	ja	94	20	2
Gundremmingen KRB B	SWR	72	1984	1.344	1.284	KKW Gundremmingen GmbH	ja	91,25	20	12
Gundremmingen KRB C	SWR	72	1985	1.344	1.288	KKW Gundremmingen GmbH	ja	88,625	27	15
Isar KKI 1	SWR	69	1979	912	878	E.ON Kernkraft GmbH	ja	92,75	20	6
Isar KKI 2	DWR	4	1988	1.485	1.400	E.ON Kernkraft GmbH	ja	94,375	20	1
Krümmel KKK	SWR	69	1984	1.402	1.346	KKW Krümmel GmbH & Co. OHG	nein	59,75	34	19
Neckarwestheim GKN I	DWR	2	1976	840	785	EnBW Kernkraft GmbH (EnKK)	ja	89,875	23	14
Neckarwestheim GKN II	DWR	4	1989	1.400	1.310	EnBW Kernkraft GmbH (EnKK)	ja	93,5	20	4
Philippsburg KKP 1	SWR	69	1980	926	890	EnBW Kernkraft GmbH (EnKK)	ja	86,125	33	18
Philippsburg KKP 2	DWR	3	1985	1.458	1.392	EnBW Kernkraft GmbH (EnKK)	ja	91,625	20	11
Unterweser KKU	DWR	2	1979	1.410	1.345	E.ON Kernkraft GmbH	nein	82,5	42	22

Quelle: atw BE; VGB 2008; eigene Annahmen

Für die modellgestützte Analyse der Möglichkeiten eines flexiblen Betriebs deutscher KKW müssen all diese genannten Bedingungen in Parameter übersetzt werden, die als Eingangswerte für das Modell genutzt werden können. Als erster Schritt dahin wurden zunächst charakteristische Betriebsmodi definiert. Da laut Ludwig et al. (2010) die Betriebshandbücher keine generelle Grenze für die Mindestlast vorgeben, wurden unterschiedlichen Lastbereichen eigene Betriebsmodi (Fahrweisen) zugeordnet, die in Tabelle II.2 aufgeführt sind. Die Bezeichnungen der Betriebsmodi sind hier zur Charakterisierung des Reaktorzustandes gewählt und sind nicht als offizielle, genehmigungsrechtlich definierte Betriebsabläufe zu verstehen.

Tab. II.2 Betriebsmodi von KKW

Modus	Bemerkung
Volllast (Grundlastbetrieb)	Leistungsbetrieb; Reaktor kritisch; 95 bis 100% P_{Nenn} ; KMT hoch
Teillast	Leistungsbetrieb; Reaktor kritisch; 50% bis 100% P_{Nenn} (DWR), 60 bis 100% (SWR); KMT hoch
Eigenbedarf (Inselbetrieb)	Reaktor kritisch; 8 bis 30% P_{Nenn} (je nach Anzahl laufender Kühlmittelpumpen); KMT hoch
Trennung vom Netz	Reaktor kritisch; kurzfristiger Zustand (Beherrschung von Netztrennungen); Leistung wird in den Kondensator abgeführt; KMT hoch
Nulllast-heiß	Reaktor unterkritisch (Leistung durch Zerfallswärme und Kühlmittelpumpen); keine behördliche Genehmigung für erneutes Anfahren erforderlich; KMT hoch
Reaktor aus	Reaktor unterkritisch; KMT niedrig

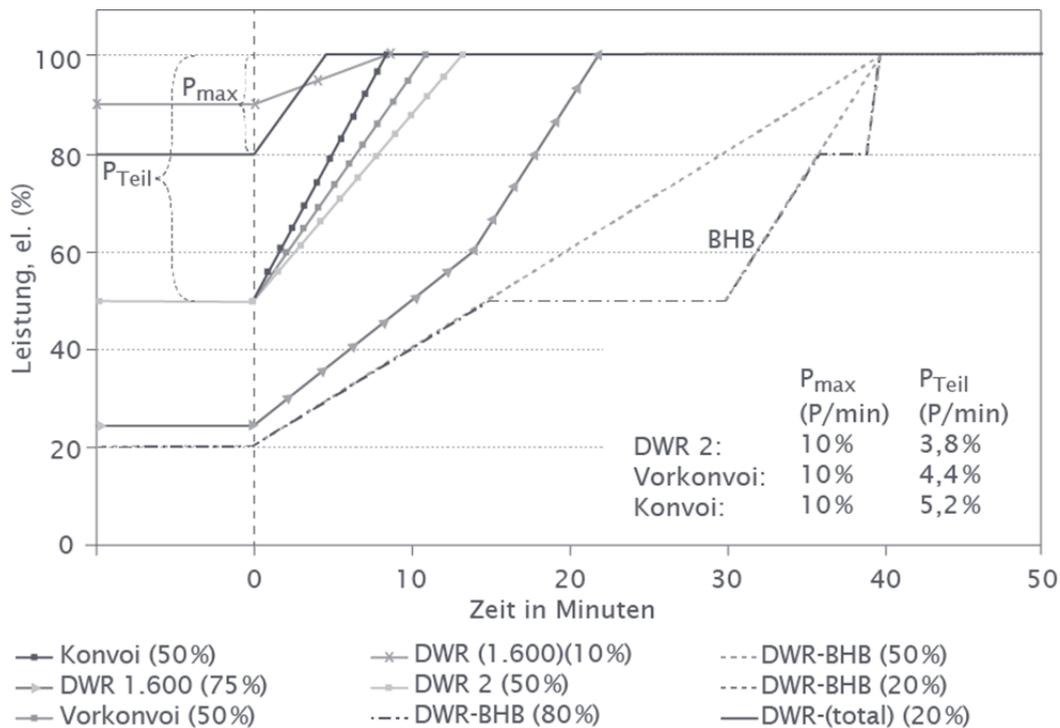
KMT: Kühlmitteltemperatur, P_{Nenn} : Nennleistung, Reaktor kritisch ist der normale Betriebszustand eines Kernreaktors und bedeutet vereinfacht, dass eine sich selbsterhaltende Kettenreaktion stattfindet.

Quelle: Ecofys 2011, S. 15

Wie in der Tabelle II.2 zu sehen ist, gibt es Betriebsmodi, die einen Betrieb des Kraftwerks auf sehr niedrigen Lastniveaus erlauben. So können im Betriebsmodus Eigenbedarf Teillastbereiche unter 30% der Nennlast abgedeckt werden. Bei einer Auslastung von 8% wird der erzeugte Strom zur Aufrechterhaltung der Kernkraftwerksfunktionen verwendet und die Stromabgabe ins Netz ist unterdrückt. Auch im Betriebsmodus Nulllast-heiß ist die Stromerzeugung auf 0% reduziert. In Gesprächen mit Kraftwerksbetreibern wurde deutlich, dass Fahrten im unteren Lastbereich laut Betriebshandbüchern möglich sind, aber bis jetzt (abgesehen von An- und Abfahrvorgängen) nicht im regulären Betrieb einge-

setzt werden. Als unterer Lastbereich wird bei Druckwasserreaktoren der Lastbereich unterhalb 50%, bei Siedewasserreaktoren der Bereich unterhalb 60% bezeichnet. Diese Lastbereiche ergeben sich gemäß den Abbildungen II.1 und II.2, die anschließend erläutert werden. Der obere Lastbereich bezeichnet den Bereich oberhalb dieser Grenzen.

Abb. II.1 Positive Rampen bei Druckwasserreaktoren



BHB: Betriebshandbücher

Die Zahlen in den Klammern geben die Höhe der Rampen an.

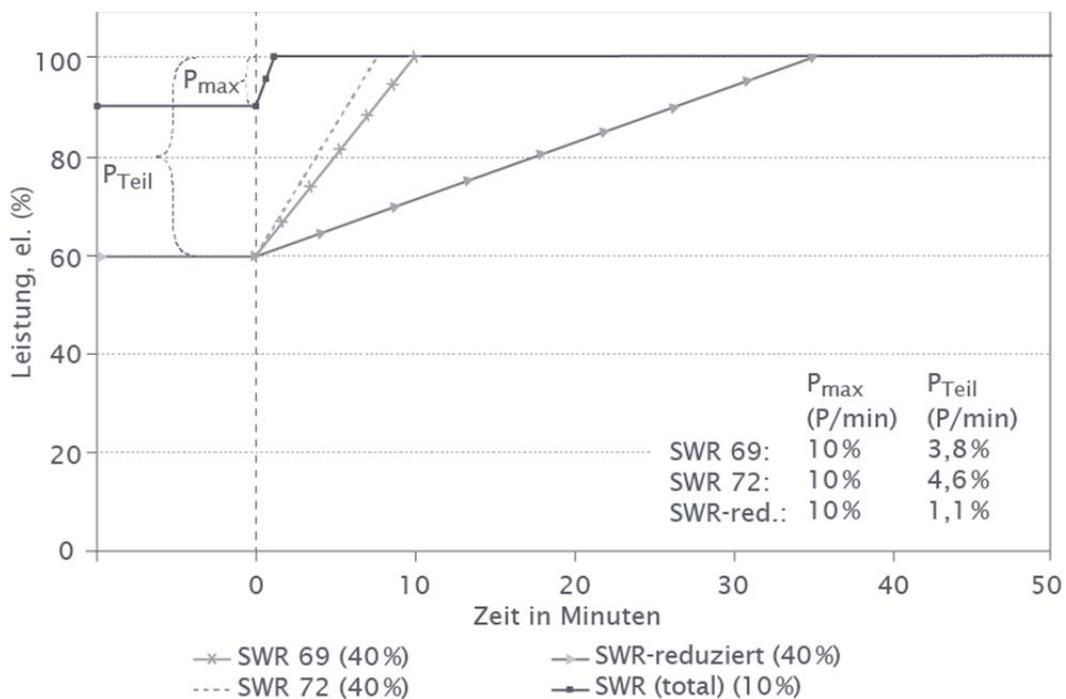
Quelle: Hundt et al. 2009, S. 26

Das Teillastniveau, von dem aus gestartet wird, bestimmt auch die Rampenänderungsgeschwindigkeiten, die realisiert werden können. So können im oberen Lastbereich steilere Rampen gefahren werden, während flachere Rampen gelten, wenn der Vorgang im unteren Lastbereich beginnt. In der Abbildung II.1 aus Hundt et al. (2009) sind die möglichen Rampen für Druckwasserreaktoren dargestellt. Die gestrichelten Linien, die bis zu einer Teillast von 20% reichen, bezeichnen die Änderungsgeschwindigkeiten, die laut Betriebshandbüchern eingesetzt werden können. Die Linien, die mit Vorkonvoi, Konvoi und DWR 2 gekennzeichnet sind und 50% als Minimum aufweisen, geben dagegen Fahrweisen an, die mit diesen Reaktoren schon realisiert wurden. DWR 1600 bezieht sich auf die neue EPR-Technik (European Pressurized Water Reactor), die hier nicht wei-

ter betrachtet wird. Die Darstellung macht deutlich, dass als erste Annahme eine Mindestteillast von 50 % für bestehende Druckwasserreaktoren verwendet werden kann.

Bei Siedewasserreaktoren ergeben sich Rampen gemäß Abbildung II.2. Es sind hier Rampen wiedergegeben, die mit den Reaktortypen SWR 69 und SWR 72 schon realisiert wurden. Es sind keine Informationen aus den Betriebs- handbüchern verfügbar (SWR-reduziert bezieht sich auf Reaktoren mit beschädigtem Brennelement¹). Die Mindestteillast für Siedewasserreaktoren kann diesen Abläufen zufolge konservativ mit 60 % angesetzt werden.

Abb. II.2 Positive Rampen bei Siedewasserreaktoren



Die Zahlen in den Klammern geben die Höhe der Rampen an.

Quelle: Hundt et al. 2009, S. 28

In Tabelle II.3 sind nochmals die Laständerungsgeschwindigkeiten zusammengefasst, die sich aus den Abbildungen II.1 und II.2 ablesen lassen. Dabei liegen Unterschiede zwischen den Rampenanstiegen bei Teillastbetrieb und bei (bzw. nahe am) Volllastbetrieb vor. Bei Teillastbetrieb ist die Flexibilität der KKW grundsätzlich eingeschränkt.

¹ Im Kraftwerksbetrieb können Brennelemente eine lokale Beschädigung der Ummantelung erfahren (Pellets-Cladding-Interactions, Siedekrisen). Dies sind bekannte Phänomene, die unter Kontrolle sind und in der Regel nicht als meldepflichtige Ereignisse klassifiziert sind.



Tab. II.3 Laständerungsgeschwindigkeiten

Typ	installierte Nettoleistung (MW)	max. Gradient (% P _{Nenn} /min)	Teillastgradient (% P _{Nenn} /min)
DWR 2	4.537	10	3.8
DWR 3 (Vorkonvoi)	5.437	10	4.4
DWR 4 (Konvoi)	4.049	10	5.2
SWR 69	3.885	10	3.8
SWR 72	2.572	10	4.6

Quelle: Hundt et al. 2009, 2010b

Flexibilität von konventionellen Kraftwerken

In Tabelle II.4 sind die Lastgradienten, Mindestlast sowie Anfahrzeiten verschiedener konventioneller Kraftwerkstypen aufgeführt (VDE 2012). KKW im oberen Lastbereich (80 % P_{Nenn}) gehören somit zu den am schnellsten regelbaren thermischen Kraftwerkstypen. Lediglich Gasturbinen mit 12 % P_{Nenn}/min sind noch schneller regelbar. Die grafische Darstellung in Abbildung II.3 weist trotz leicht unterschiedlicher Werte auf denselben Zusammenhang hin.

Eine Maximale Flexibilität war bei den meisten heutigen Kraftwerken nicht das bestimmende Auslegungskriterium, sondern sie wurden hinsichtlich eines maximalen Wirkungsgrads, maximaler Lebensdauer, minimaler Betriebskosten sowie minimaler Emissionen optimiert. Diese Auslegung bringt es mit sich, dass der Flexibilitätsbereich deutlich eingeschränkt ist. Im Gegenzug könnte die Flexibilität erheblich gesteigert werden, allerdings auf Kosten der anderen Parameter.

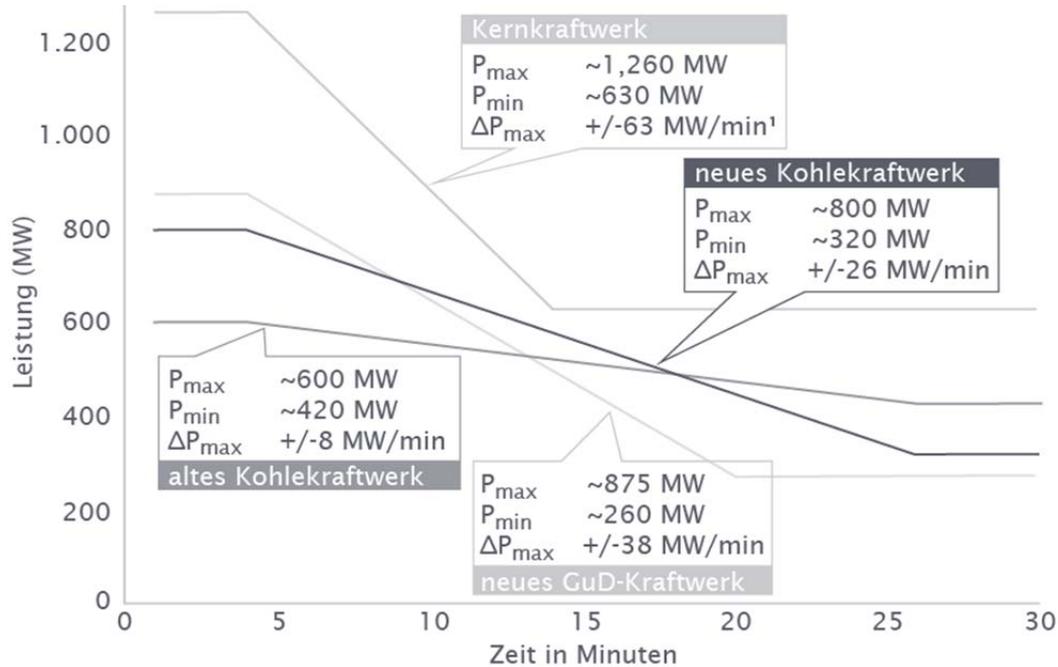
Tab. II.4 Laständerungsgeschwindigkeiten bei konventionellen Kraftwerken

	Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraft- werk	Gasturbine
Lastgradient % P _{Nenn} /min	1,5/4/6	1/2,5/4	2/4/8	8/12/15
im Bereich % P _{Nenn}	40 bis 90	50 bis 90	40 bis 90	40 bis 90
Minimallast % P _{Nenn}	40/25/20	60/50/40	50/40/30	50/40/20
Anfahrzeit heiß (< 8 h) h	3/2,5/2	6/4/2	1,5/1/0,5	< 0,1
Anfahrzeit kalt (> 48 h) h	10/5/4	10/8/6	4/3/2	< 0,1

Lesehinweis: heute üblich/Stand der Technik/Optimierungspotenzial

Quelle: VDE 2012, S. 35

Abb. II.3 Lastgradienten verschiedener Kraftwerkstypen



Quelle: Fuchs/Timpf (2011)

Von den Laständerungsgeschwindigkeiten sind in der Simulation die Anfahrzeiten zu unterscheiden. Dabei ist der vor dem Anfahren geltende Betriebszustand zu beachten. So lässt sich ein auf Eigenverbrauch fahrender Reaktor innerhalb von 1 Stunde auf volle Leistung regeln. Liegt Nulllast–heiß als Zustand vor dem Anfahren vor, ist die Anfahrzeit mit 1 bis 2 Stunden etwas länger. Bei längeren Stillstandszeiten wird für das Anfahren aus Nulllast–heiß auch eine Anfahrzeit von 6 Stunden angegeben (VGB 1991). Ein kalter Reaktor braucht dagegen 1 bis 2 Tage für den Anfahrvorgang. Abschaltvorgänge lassen sich aus Sicherheitsgründen grundsätzlich schneller regeln. So gilt von 100% auf 0% Leistung eine Abfahrzeit von 30 Minuten (Temperatur von 300 °C auf 250 °C). Die weitere Abkühlung des Reaktors benötigt dann noch etwa 4 bis 5 Stunden (50 K/h von etwa 250 °C auf unter 100 °C).

Ein weiterer Faktor ist die Anzahl der Zyklen, die mit den Anlagen gefahren werden. Jeder Lastzyklus belastet das Material und führt bei Wiederholung auf lange Sicht zu Materialermüdungserscheinungen. Die KKW wurden bei ihrer Konstruktion für eine bestimmte maximale Anzahl an Zyklen ausgelegt. Diese sind für die Druckwasserreaktoren in Tabelle II.5 wiedergegeben. Im oberen Lastbereich können bis zu 100.000 Zyklen realisiert werden. Im unteren Lastbereich nimmt die maximale Zyklenzahl stark ab. Zyklen, die zwischen Nennlast und 40% Teillast oszillieren, sollten nur 12.000-mal während der Lebensdauer



II. Technische und betriebliche Flexibilität deutscher KKW

des Kraftwerks eingesetzt werden. Noch weiter fallen die empfohlenen Richtwerte bei Zyklen ab, die sich zwischen Nennlast und den Betriebsmodi Eigenbedarf oder Nulllast–heiß. Für Zyklen zwischen Nennlast und Nulllast–heiß bzw. Auszustand (100 %-0 %-100 %) werden 400-mal als Maximalanzahl angegeben. Bei einer Lebensdauer von 40 Jahren entspricht dies zehn Vorgängen pro Jahr.

Tab. II.5 Lastwechselauslegung für DWR, Konvoi

Laständerung (% P _{Nenn})	Anzahl
10 (Lastsprung)	100.000
100-80-100	100.000
100-60-100	15.000
100-40-100	12.000
100-20-100	1.000
100-0-100	400

Quelle: Ludwig et al. 2010; GRS 1990

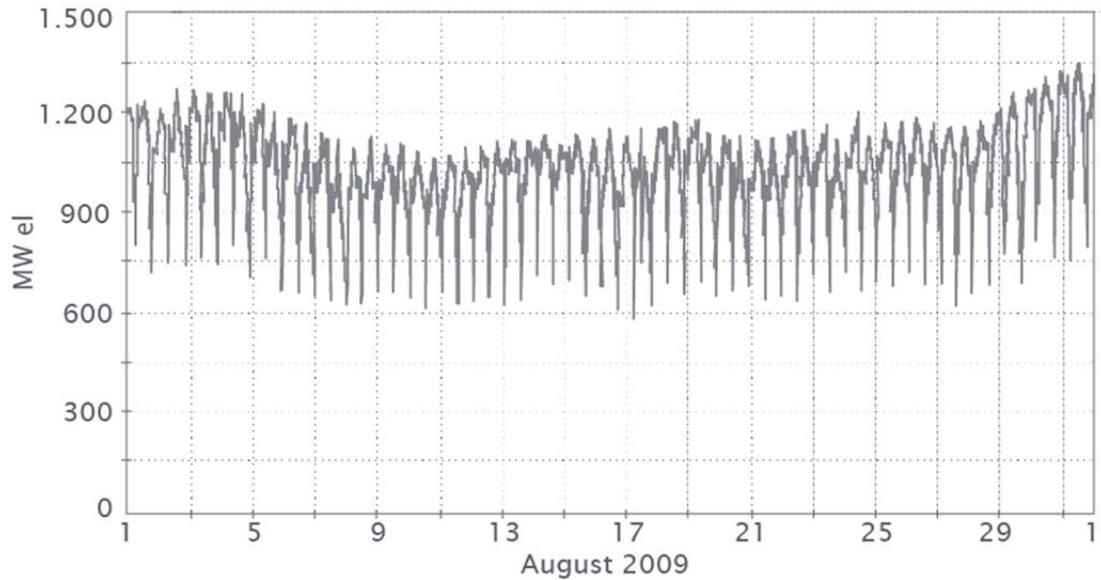
Zyklen im unteren Lastbereich auf regulärer, sprich alltäglicher Basis sind also mit den ursprünglichen Konstruktionen der Kernkraftanlagen nicht angedacht. Nachrüstungen und Modernisierungsmaßnahmen wie neue Rohrleitungen, der Austausch von Pumpen oder eine Verbesserung der elektrischen Komponenten könnten aber einen flexiblen Betrieb begünstigen. Außerdem zeigen, laut Aussagen eines Mitarbeiters eines Energieversorgungsunternehmens, neue Erkenntnisse und Messungen weniger Materialermüdungskonsequenzen als erwartet. Die Option eines flexiblen Betriebes auch im unteren Lastbereich wird daher in der Modellierung über ein eigenes Flexibilitätsszenario untersucht.

Praktische Erfahrungen mit dem Lastfolgebetrieb deutscher Kernkraftwerke

2.

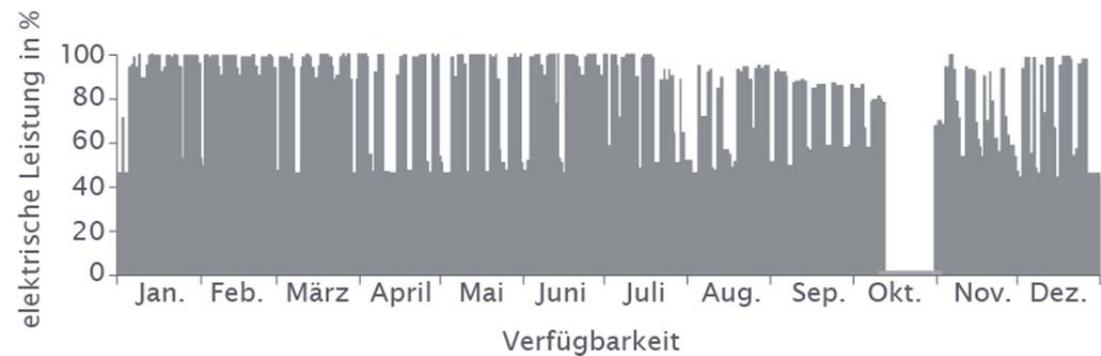
In Deutschland liegen in begrenztem Umfang Erfahrungen mit dem Lastfolgebetrieb von KKW vor. Aufgrund des veränderten Marktumfelds werden zumindest einzelne Kraftwerke zum Lastfolgebetrieb herangezogen, u. a. Unterweser, Neckarwestheim 1 und Philippsburg 1. Das Lastdiagramm des KKW Unterweser für den August 2009 zeigt beispielhaft, wie routinemäßig häufige Lastwechsel um bis zu 50 % der Nennleistung vorgenommen wurden (Abb. II.4). Auch der Block Neckarwestheim 1 wurde offenbar im gesamten Jahr 2009 im Lastfolgebetrieb gefahren (Abb. II.5).

Abb. II.4 Reaktorleistung des Kernkraftwerks Unterweser im August 2009



Quelle: Areva 2010, Fuchs/Timpf 2011

Abb. II.5 Lastfolgebetrieb im KKW Neckarwestheim 1 (2009)



Quelle: atw 2010, S. 30

Für Philippsburg 2 (KKP 2) zitiert Elforsk (2012, S.9) folgende Bedingungen für den Lastfolgebetrieb (Übersetzung durch TAB): »KKP 2 muss mindestens 48 Stunden pro Woche unter Volllast laufen, um den stabilen Volllastarbeitspunkt mit genügender Genauigkeit bestimmen zu können. Wenn die Leistung verringert und anschließend wieder auf Volllast erhöht wurde, müssen mindestens 24 Stunden vergehen, bevor die Leistung erneut verringert werden darf, gemäß regulatorischer Anforderungen in Deutschland«. »Lastfolge ist in Deutschland möglich, wenn sie 5 Stunden im Voraus angekündigt worden ist« (Elforsk 2012, S.10).

Parametrisierung der Flexibilität deutscher Kernkraftwerke

3.

Im Folgenden wird erläutert, wie die Flexibilität der KKW parametrisiert wurde, um im Strommarktmodell Eingang zu finden. Die Methodik wurde von Ecofys (2011) im Rahmen des TAB-Projekts entwickelt. Als Flexibilitätsparameter werden *minimale Betriebs- und Stillstandszeiten, Mindestlast, Lastgradienten, Anfahrkosten* sowie die Anzahl der möglichen *Lastwechsel* betrachtet. Die Parameter wurden auf Basis der obigen Analyse gewählt, wobei modellbedingt gewisse Vereinfachungen getroffen werden mussten. Mit den eigentlichen Flexibilitätsparametern steht die Simulation der *Verfügbarkeiten* in Zusammenhang, da der Anteil der Kernkraftwerkskapazitäten, der im Einsatz sein kann, neben den Flexibilitätsparametern auch durch die Verfügbarkeiten bestimmt ist. So kann mit sehr niedrigen Verfügbarkeiten (z.B. wenn im Sommer ein großer Teil der Anlagen aufgrund von Revisionen, d.h. vor allem Brennelementwechsel, nicht in Betrieb ist) selbst bei einer großen Anzahl von KKW das Konfliktpotenzial zwischen Kernenergie und EE geringer ausfallen.

In Tabelle II.1 sind die statistischen Mittel der *Verfügbarkeiten* und die auf dieser Grundlage für die Modellierung angenommenen Ausfalltage angegeben. Bei der Ermittlung der Ausfalltage wurden Jahre, in denen eine extrem niedrige Verfügbarkeit vorliegt (Verfügbarkeit unter 50%), nicht berücksichtigt. Gemäß VGB (2008) werden 70% der Nichtverfügbarkeiten der KKW als geplant angesehen (Revision), 30% als ungeplant. Es ist weiterhin eine minimale Revisionszeit von 20 Tagen angenommen. Daraus ergeben sich die in Tabelle II.1 angeführten Ausfalltage. Darauf aufbauend werden für die Modellanwendung Zeitreihen simuliert, die den Kraftwerkszustand für jeden Tag angeben (betriebsbereit, in Revision oder längerer Ausfall). Die geplanten Ausfälle sind gleichmäßig über die Sommermonate verteilt, was sich sowohl auf die zeitliche als auch auf die Verteilung zwischen den Kraftwerken bezieht. Für die ungeplanten Ausfälle gilt eine zufällige Verteilung über das ganze Jahr, wobei ein blockweises Auftreten der Ausfälle angenommen wird.

Es gibt verschiedene Betriebsmodi, die auch das Abfahren auf Eigenbedarfs- oder Nullleistung ermöglichen. Diese Betriebsmodi sind zwar technisch vorgesehen, werden aber aktuell nicht auf alltäglicher Basis praktiziert. Für das *Basisszenario* wird daher angenommen, dass diese Betriebsmodi und somit ein kurzfristiges Abfahren auf ein Lastniveau unter die Mindestlast nicht möglich sind. Das Herunterfahren der KKW ist im Basisszenario vielmehr mit Revisionen oder einem ungeplanten Abfahren aus technischen Gründen verbunden. Die KKW sind daher als sogenannte »must run units« gesetzt. Abschaltungen aus technischen Gründen und Revisionszeiten sind über die exogen vorgegebenen Stillstandszeiten abgebildet. Es werden daher modellendogen keine KKW aus ökonomischen



Gründen abgeschaltet. *Minimale Betriebs- und Stillstandszeiten* sind daher im Basisszenario keine relevanten Parameter. Zur Abbildung eines flexibleren Betriebs der KKW, der auch kurzfristige Abfahrten aus ökonomischen Gründen berücksichtigt, wird ein eigenes *Flexibilitätsszenario (Flex0)* eingeführt. In diesem Szenario können die KKW kurzfristig abfahren (auf 0 % Leistung gehen), wobei dieselben Mindestlasten wie im unten definierten bedingt flexiblem Betrieb gelten. Diese Erweiterung der Betriebsgrenzen entspricht einem Einsatz von Betriebsmodi wie Nulllast-heiß auf alltäglicher Basis. Gemäß der Untersuchung in Kapitel II.1 beträgt die Anfahrzeit von Nulllast-heiß auf volle Leistung 1 bis 6 Stunden. Abschaltvorgängen lassen sich dagegen schneller regeln – ein Abfahren von 100 % auf 0 % Leistung benötigt etwa 30 Minuten. Um diese An- und Abfahrzeiten zu berücksichtigen, werden im Flex0-Szenario als minimale Stillstandszeit 3 Stunden und als minimale Betriebszeit 1 Stunde angesetzt.

Die Analyse hat ergeben, dass der untere Lastbereich im aktuellen Betrieb nicht eingesetzt wird und die gefahrenen Rampen sich vor allem im Bereich zwischen 50 und 100 % (DWR) und 60 und 100 % (SWR) bewegen. Für die Mindestlasten werden daher im Basisszenario 50 % für DWR und 60 % für SWR angesetzt. Die Einhaltung dieser Mindestlasten wird im Folgenden als *bedingt flexibler Betrieb* bezeichnet. Mit entsprechenden Nachrüstungen könnte aber, wie zuvor erwähnt, auch ein flexibler Betrieb im unteren Lastbereich realisiert werden. In einem *weiteren Flexibilitätsszenario (Flex20)* wird daher angenommen, dass die KKW tiefere Lastniveaus erreichen und den unteren Lastbereich flexibel befahren können. Für Druckwasserreaktoren ist dann 20 % als minimales Lastniveau gesetzt, wie es die Rampen gemäß den Betriebshandbüchern in Abbildung II.1 nahelegen. Für Siedewasserreaktoren wurde im Flexibilitätsszenario auf Basis von Expertengesprächen 40 % als Mindestlast angenommen.

Die Mindestgradienten der KKW liegen gemäß Tabelle II.3 über 3 % der Nennlast innerhalb einer Minute. Innerhalb 1 Stunde kann also gemäß diesen Angaben der gesamte Lastbereich befahren werden. Die *Lastgradienten* sind daher bei einer stündlichen Auflösung (wie sie in der Modellierung hier angewendet wird) nicht von Relevanz. Dies trifft im Basisszenario auch auf die *Anfahrkosten* zu. Da die KKW als »must run units« mit exogen vorgegebenen Stillstandszeiten modelliert sind, haben die Anfahrkosten keinen Einfluss auf das Einsatzverhalten der KKW. Im Flexibilitätsszenario Flex0 werden Anfahrkosten gemäß den Datenbanken von Ecofys angesetzt, die in anderen Projekten in Zusammenarbeit mit verschiedenen Instituten auf Basis öffentlich erhältlicher Informationen ermittelt wurden.

Im Modell besteht die Möglichkeit, die Lastwechsel mit einem Kostenfaktor zu belegen. Die Anzahl der Lastwechsel kann somit beeinflusst werden. Lastwechsel in den Kraftwerken verursachen dann Kosten und die Anzahl der Lastwechsel wird vom Modell verringert. Für diesen Kostenfaktor liegen keine Er-



II. Technische und betriebliche Flexibilität deutscher KKW

fahrungswerte vor. Ein Ansatz ist daher, den Kostenfaktor über eine Kalibrierung hinsichtlich der Anzahl der Lastwechsel zu bestimmen. Werden nach einem Modelllauf zu hohe jährliche Lastwechsel beobachtet, wird der Kostenfaktor schrittweise erhöht. Für die Kalibrierung wurde hier das Modelljahr 2030 mit einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren betrachtet. Dieses Szenario stellt (abgesehen von dem Szenario mit 20 Jahren Laufzeitverlängerung) die höchsten Anforderungen an die Flexibilität. Der Kostenfaktor wird so bestimmt, dass die Anzahl der Lastwechsel 100%-60%-100% im Mittel über alle KKW (DWR oder SWR) nicht 500 überschreitet. Laut Tabelle II.5 sind die Kraftwerke auf 15.000 solcher Lastwechsel über die Lebensdauer hinweg ausgelegt. Typischerweise haben die deutschen KKW in ihrer Betriebszeit zum aktuellen Zeitpunkt 2.000 dieser Lastwechsel erfahren (Ludwig et al. 2010). Damit verbleiben für die restliche Lebenszeit 13.000 Lastwechsel. Bei einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren kann für die relevanten Kraftwerke mit einer verbleibenden Betriebsdauer von durchschnittlich 25 Jahren (bis 2035) gerechnet werden. Dies führt zu 500 zulässigen Lastwechseln in der Größenordnung von 100%-60%-100% der Nennlast pro Jahr. Die Modellergebnisse zeigen, dass dieser Wert auch bei einem Kostenfaktor von Null nicht überschritten wird. Eine Anpassung des Kostenfaktors erübrigt sich damit.

Mit dem hier beschriebenen Parametersatz gehen die einzelnen KKW in das numerische Strommarktmodell ein. Tabelle II.6 gibt einen Überblick über die wichtigsten Parameter. Die genutzten Modelle werden im nächsten Kapitel vorgestellt.

Tab. II.6 Überblick über die in der Modellierung genutzten Parameter

	Betriebsszenario		
	bedingt flexibel	Flex20	Flex0
minimale Last			
DWR	50 %	20 %	kurzfristiges Abfahren auf 0 % möglich. minimale Betriebszeit: 1 h
SWR	60 %	40 %	minimale Stillstandszeit: 3 h
Anzahl Zyklen 100-60-100	500 p.a.		
Revision	20 bis 51 Tage p.a. (kraftwerksspezifisch s. Tab. II.1)		
ungeplanter Ausfall	0 bis 26 Tage p.a. (kraftwerksspezifisch s. Tab. II.1)		

Eigene Zusammenstellung

Modellgestützte Analyse

III.

Im Folgenden wird die im Rahmen des TAB-Projekts durchgeführte Modellierung genauer vorgestellt. Dabei handelt es sich um eine gekürzte und punktuell ergänzte Version des entsprechenden Abschnittes aus dem Gutachten (Ecofys 2011).

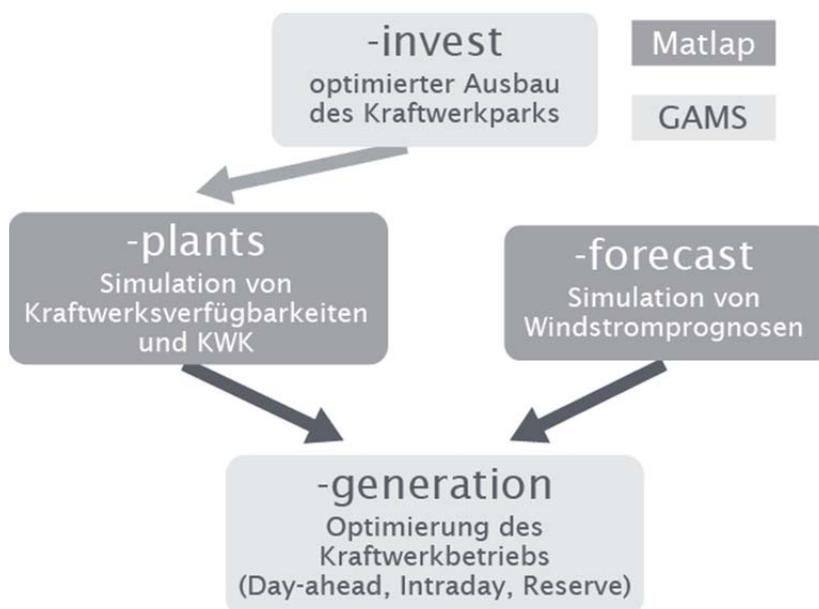
Methodik

1.

Der kombinierte Betrieb von KKW, fossilen Kraftwerken und Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird mithilfe eines modellbasierten Ansatzes analysiert. Dieser ermöglicht es, die Wechselwirkungen zwischen den Stromerzeugern integriert zu betrachten und die daraus resultierenden Effekte zu quantifizieren. Hierfür wurden die in Abbildung III.1 gezeigten Module der PowerFys-Modellfamilie verwendet. Zunächst wird ein Überblick über die Methodik gegeben. Im Anschluss werden die Einzelmodelle, PowerFys-generation, -forecast und -invest, beschrieben.

Abb. III.1

Übersicht zur Modellierung des Stromsystems



Quelle: Ecofys 2011

Der zukünftige Kraftwerkspark wird über das Investitionsmodell PowerFys-invest bestimmt. Eine (lineare) Optimierung führt für vorgegebene CO₂- und



Brennstoffpreispfade und über eine Minimierung der Gesamtsystemkosten zum Kraftwerks- und Speicherzubau bis 2050. Die Nachfrage und Einspeisung aus EE ist für alle Stützjahre in vierstündiger Auflösung berücksichtigt. Der resultierende Kraftwerkspark wird auf einzelne Kraftwerke heruntergebrochen und die jeweiligen Kraftwerksverfügbarkeiten und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bedingten Betriebsbedingungen sind mittels einer Monte-Carlo-Simulation an statistische Vorgaben angepasst (-plants). Der tägliche Strombetrieb ist Unsicherheiten durch Windprognosefehler ausgesetzt, die gemäß statistischen Vorgaben und auf Basis von Windgeschwindigkeiten simuliert werden (-forecast).

In der hier vorliegenden Analyse steht der Kraftwerksbetrieb im Vordergrund, der im liberalisierten Stromsystem über Strommärkte koordiniert wird. Das Strommarktmodell (PowerFys-generation) simuliert die Ergebnisse der Day-ahead-, Intraday- und Reservemärkte mittels einer gemischt-ganzzahligen Optimierung. Es wird von idealen Märkten ausgegangen, in denen alle Teilnehmer rational agieren und keine Marktverzerrungen, beispielsweise durch Marktmacht, vorliegen. Im Einsatz und Betrieb der modellierten Kraftwerke, die blockscharf abgebildet sind, werden technische Restriktionen wie Mindestlasten, minimale Betriebs- und Stillstandszeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten sowie wirtschaftliche Parameter wie Wirkungsgrade und Anfahrkosten berücksichtigt. Der zeitliche Ablauf von Day-ahead- und stündlichen Intradaymärkten ist über einen Rolling-Planning-Ansatz abgebildet. Dabei werden jeweils aktualisierte Windprognosen verwendet. Die optimierte Vorhaltung von negativer und positiver Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve ist ein weiteres Modellergebnis. Als Output liefert das Modell daher u. a. Aussagen über den Kraftwerkseinsatz, die Abregelung von EE sowie die Strompreise und Einkünfte der Kraftwerksbetreiber. In der Modellanwendung wird das deutsche System abgebildet und der Einfluss des Auslands über verschiedene Sensitivitätsanalysen abgeschätzt.

Die detaillierte Abbildung des Kraftwerksbetriebes unterscheidet die vorliegende Analyse von den vom BMWi in Auftrag gegebenen Energieszenarien für ein Energiekonzept (EWI/GWS/Prognos 2010). Ähnliche Ansätze wie hier werden dagegen beispielsweise in den Gutachten des Instituts für Energiewirtschaft, Universität Stuttgart verwendet (Hundt 2009, 2010a).

PowerFys-generation und -forecast

Das Ecofys-Strommarktmodell PowerFys-generation simuliert den Kraftwerkseinsatz in einem idealen Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten. Das Modell ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell, das den Einsatz und die Fahrweise der Kraftwerke optimiert. Optional kann zusätzlich ein optimiertes Einsatzmanagement der EE be-

rechnet werden. Aufgrund des gemischt-ganzzahligen Ansatzes ist der Betrieb jedes Kraftwerks individuell abgebildet.

Des Weiteren werden Prognoseunsicherheiten und die Abfolge von Spot- und Intradaymärkten explizit simuliert, wie unten näher erläutert. Das Day-ahead-Marktmodell bestimmt anhand einer Optimierung die Stromerzeugungsgebote für den nächsten Tag, während das Intradaymarktmodell den stündlichen Intradayhandel mit aktualisierten Prognosen der EE-Erzeugung optimiert. Neben Day-ahead- und Intradaymarkt sind auch die Reservemärkte modelliert. Ein Modellergebnis sind die jeweiligen Marktpreise, womit die Kraftwerkseinnahmen an verschiedenen Märkten in der Auswertung berücksichtigt werden können. Den Optimierungsmodellen ist ein Simulationstool vorgeschaltet, dass die Prognosen der EE erzeugt.

PowerFys-generation ist durch die folgenden Punkte charakterisiert, die je nach Untersuchungsrahmen angepasst werden können:

- > Angebotserstellung von allen Kraftwerken im Day-ahead- und Intradaymarkt
- > Clearing verschiedener Reservemärkte
- > Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten
- > optimiertes Einsatzmanagement der EE
- > Flexibilitätsrestriktionen wie z. B. minimale Stillstands- und Betriebszeiten für thermische Kraftwerke
- > Verfügbarkeiten und KWK-Anforderungen der Kraftwerke
- > systembedingter Mindestbetrieb großer Blöcke modellierbar

Die wichtigsten Ein- und Ausgabeparameter sind in Tabelle III.1 dargestellt.

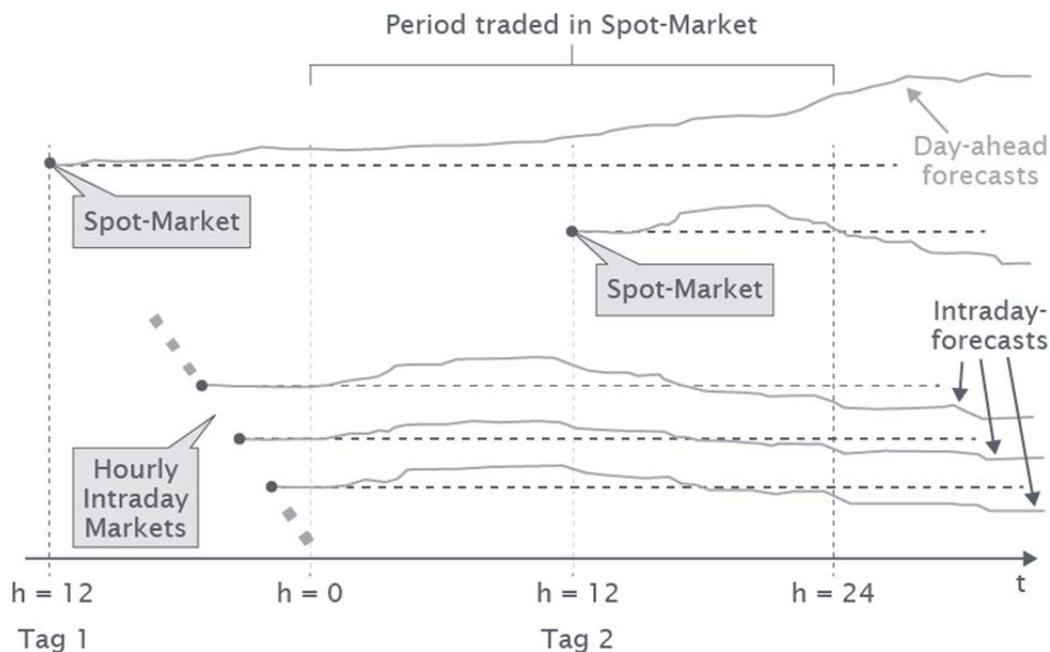
Tab. III.1 PowerFys-generation: Modellinput und -ergebnisse (Auswahl)

Input	Output
Kraftwerkspark	Kraftwerkseinsatz und -fahrweise
technische Parameter der Kraftwerke (Fahrrestriktionen)	Brennstoffverbrauch inklusive Startkosten
Brennstoffpreise	Emissionen
Ganglinien der Nachfrage, der fluktuierenden Erzeugung und der Grenzflüsse	Regelreservebereitstellung
Grenzkuppelkapazitäten	Strompreise am Day-ahead-, Intraday- und Regelreservemarkt
Güte der Windprognose	Einkünfte der Kraftwerksbetreiber
Regelreservebedarf (in Abhängigkeit von der Windprognose)	Einspeisemanagement der EE

Quelle: Ecofys 2011

Die zeitliche Abfolge von Day-ahead- und Intradaymodell ist in Abbildung III.2 wiedergegeben. Im Day-ahead-Modell wird für die gegebene Tagesprognose der EE-Einspeisung über die Kraftwerkserzeugung und Reservebereitstellung am nächsten Tag entschieden. Neben Brennstoff- und Emissionskosten werden dabei Anfahr- und Reservebereitstellungskosten berücksichtigt. Im Intradaymodell stehen aktualisierte Prognosen der EE-Einspeisung zur Verfügung und die Abweichungen zu früheren Prognosen werden ausgeglichen. Die Fahrplanänderungen erfolgen dabei unter Beachtung der im Spotmarkt bestimmten zeitübergreifenden Entscheidungen wie die Reservebereitstellung.

Abb. III.2 Rolling planning im PowerFys-generation-Modell



Quelle: Ecofys 2011

Die Windleistungsprognosen, die in jede Marktoptimierung des PowerFys-generation-Modells eingehen, werden mit PowerFys-forecast simuliert. Andere Prognosearten lassen sich auf ähnliche Weise, wie im Folgenden beschrieben, simulieren. Die Simulation der Windleistungsprognosen basiert auf Windgeschwindigkeiten. Dies hat Vorteile hinsichtlich der Skalierung auf zukünftige Windausbaustände, der Simulation regional aufgelöster Prognosen und der statistischen Abbildung im Allgemeinen. Die simulierten Prognosefehler geben verschiedene statistische Eigenschaften gemessener Fehler wieder. Dies betrifft die Prognosegüte (Standardabweichung), die Korrelationen zwischen räumlich getrennten Standorten und weitere Parameter, die beispielsweise die Häufigkeit von Extremszenarien messen. Die simulierten Windgeschwindigkeitsprognosen

werden dann zu Leistungsprognosen aggregiert. Der resultierende Leistungsprognosefehler wird mit Angaben mit real gemessenen Leistungsprognosefehlern verglichen. Die Simulation wird anschließend so kalibriert, dass der gemessene Wert getroffen wird. Dabei lässt sich auch eine zukünftige Verbesserung des Prognosefehlers berücksichtigen.

PowerFys-invest

PowerFys-invest ist ein lineares Optimierungsmodell, das den Kraftwerkszubaubis zu einem wählbaren Zeitpunkt in der Zukunft (typischerweise 2050) optimiert. Es führt zu einem optimalen Entwicklungspfad für den Kraftwerkspark, der zum einen als Zielvorgabe für die politische Planung, zum anderen als Projektion der zukünftigen Entwicklung interpretiert werden kann. Im zweiten Fall wird das Modellergebnis als Simulation eines idealen Marktes verstanden, in dem alle Marktakteure rational und mit perfekter Voraussicht agieren. In dem Modell werden die Gesamtsystemkosten des betrachteten Zeitraums integriert minimiert. Das Modell geht dabei für jedes betrachtete Jahr von einer Restlastganglinie aus, die sich aus einer exogen gegebenen Ganglinie der Nachfrage und EE-Einspeisung ergibt. In der Optimierung werden bestimmte Stützjahre betrachtet, deren gesamter Jahresverlauf in einer gewissen zeitlichen Auflösung betrachtet wird. Typischerweise wird jedes 5. Jahr als Stützjahr herangezogen und die zeitliche Auflösung der jeweiligen Restlastganglinie liegt bei 4 Stunden. Es sind somit für jedes Stützjahr 2.190 Zeitpunkte berücksichtigt. In der Optimierung wird neben dem Zubau an Kraftwerkskapazitäten auch der Kraftwerksbetrieb optimiert.

Tab. III.2 PowerFys-Invest: Modellinput und -ergebnisse (Auswahl)

Input	Output
bestehender Kraftwerkspark	Zubau der Speicher- und Kraftwerkskapazitäten
zeitlich aufgelöste Nachfrage und EE-Einspeisung	Kraftwerks- und Speicherbetrieb (lineare Abbildung)
technische und Kostenparameter der zur Verfügung stehenden Speicher- und Kraftwerkstechnologie	Stromimporte und -exporte
Bedarf an Systemreserve	Strompreise
Kuppelkapazitäten zwischen den Modellregionen	Systemkosten und Emissionen
Brennstoff- und CO ₂ Kosten	Einspeisemanagement der EE

Quelle: Ecofys 2011



Der Betrieb von Speicherkraftwerken kann so ebenfalls abgebildet und der optimale Ausbau der Speicherkapazitäten bestimmt werden. Des Weiteren lassen sich verschiedene Modellregionen mit den zugehörigen Grenzkuppelkapazitäten abbilden. Die Tabelle III.2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Eingangsparameter des Modells, die individuell für jedes Stützjahr definiert werden, sowie über die Ausgabeparameter.

Es ist zu beachten, dass das Investitionsmodell auf einer linearen und somit vereinfachten Abbildung des Kraftwerksbetriebs beruht. Die Größe des Investitionsmodells, in dem das Gesamtsystem bis 2050 auf einmal optimiert wird, macht diese Einschränkung erforderlich. Die Ergebnisse für den Kraftwerks- und Speicherbetrieb und auch für die Strompreise sind daher von sekundärer Natur. Eine genaue Evaluierung betrieblicher Aspekte ermöglicht das PowerFys-generation-Modell.

Annahmen

2.

Die Modellierung des Kraftwerksbetriebs beruht auf verschiedenen Eingabeparametern. Ein grundsätzlicher Input sind die wirtschaftlichen Rahmendaten zu Preisen und Stromnachfrage. Der Ausbau der EE und die damit verbundene Stromerzeugung ist ebenfalls ein exogener Parameter. Der Kraftwerkspark, der über das Investitionsmodell PowerFys-Invest bestimmt wurde und ebenfalls Eingangsparameter für die Hauptuntersuchung ist, wird im letzten Teil dieses Kapitels vorgestellt.

Rahmendaten

2.1

Die folgenden Tabellen zeigen (jeweils in der letzten Spalte) die im Rahmen der hier vorgelegten Analysen angenommenen Rahmenparameter. Diese Werte sind denen in anderen Studien gegenübergestellt: Die Energieszenarien für ein Energiekonzept (EWI/GWS/Prognos 2010, im Auftrag des BMWi) und das Leitszenario (DLR/IWES/IfnE 2010 im Auftrag des BMU) wurden als politisch relevanteste Energieszenarien herangezogen und spannen quasi einen Korridor auf, in dessen Rahmen sich die hier getroffenen Annahmen zumeist bewegen. Die beiden Arbeiten des IER (Hundt et al. 2009 u. 2010a) wurden deshalb ausgesucht, da sie einen ähnlichen thematischen Schwerpunkt haben wie das vorliegende Hintergrundpapier. Um einen Eindruck zu gewinnen, wie passgenau bzw. relevant die zum Zeitpunkt der Erstellung der Analysen (2010) getroffenen Annahmen aus heutiger Sicht (2015) sind, ist im Anhang 3 ein Vergleich mit aktuell verfügbaren Daten aufgeführt.

Bezüglich der Stromnachfrage gehen sowohl das Energiekonzept als auch das Leitszenario von stärkeren Effizienzsteigerungen und damit einer geringeren Stromnachfrage in der Zukunft aus. Die IER-Studien sind diesbezüglich konservativer (Tab. III.3).

Der hier gewählte Wert orientiert sich am Energiekonzept. Eine niedrigere Stromnachfrage stellt für die Untersuchung eine konservative Annahme dar, da ein potenzieller Konflikt zwischen Kernkraft und EE hinsichtlich der Abregelung der EE bei einer niedrigen Stromnachfrage stärker zum Tragen kommt.

Tab. III.3 Nettostromnachfrage in Deutschland (TWh)

Jahr	Energiekonzept	IER		Leitszenario	hier
		2009	2010		
2020	507,8	542	542	492	500
2030	500,3	542	542	473	500

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Ein weiterer wichtiger Rahmenparameter ist durch die Brennstoff- und CO₂-Preise gegeben. Die folgenden Brennstoffpreise sind in der Regel als Preise frei Kraftwerk angegeben. Die Kernbrennstoffkosten im Energiekonzept umfassen Brennstoff-, Aufbereitungs- und Entsorgungskosten. Die Preise der Leitstudie beziehen sich auf Preispfad »mäßig«.

Tab. III.4 Brennstoffpreise – Annahmen der Studien für 2020

	Energiekonzept	IER		Leitszenario mäßig	hier
		2009	2010		
Öl (Euro/MWh)	~ 48	33.8	33.8	~ 36.1	40
Gas (Euro/MWh)	23.04	19.3	19.3	33.3	25
Steinkohle (Euro/MWh)	10.08	7.7	7.7	16.02	11
Braunkohle (Euro/MWh)	1.44	4.1	4.1	4.68	4.5
Uran (Euro/MWh)	~ 3.3	2.5	2.5	1.91	3
CO ₂ (Euro/t)	20	30	30	32.07	32

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

In allen Studien ergibt sich ein Anstieg bei Gas- und Ölpreisen bis 2030, während die Preise für Kohle, Braunkohle und Uran relativ konstant bleiben.



Tab. III.5 Brennstoffpreise – Annahmen der Studien für 2030

	Energiekonzept	IER		Leitszenario mäßig	hier
		2009	2010		
Öl	(Euro/MWh) ~ 58	37.4	37.4	42.9	50
Gas	(Euro/MWh) 25.92	20.5	20.5	40	30
Steinkohle	(Euro/MWh) 10.8	7.9	7.9	17.9	12
Braunkohle	(Euro/MWh) 1.44	4.4	4.4	5.1	5
Uran	(Euro/MWh) ~ 3.3	2.5	2.5	2.52	3
CO ₂	(Euro/t) 30	30	30	37.4	37

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Die hier gewählten Preisannahmen orientieren sich grob am Leitszenario, wobei die Steinkohle- und Gaspreise deutlich tiefer, die Ölpreise dagegen höher gewählt sind. Die Uranpreise wurden der IER-Studie entnommen (Hundt et al. 2009). Die Preise in anderen Modelljahren als für 2020 und 2030 sind linear inter- bzw. extrapoliert.

Erneuerbare Energien

Bei den EE ist sowohl die installierte Kapazität als auch die Stromerzeugung relevant. Letztere hängt von den unterstellten Jahresvolllaststunden der Technologien ab. Bei der IER-Studie von 2010 ist der 50% Ausbaupfad zitiert (40% Ausbaupfad der Studie entspricht in etwa Annahmen in der IER-Studie von 2009).

Tab. III.6 Installierte Kapazitäten der EE in 2020 (GW)

EE-Technologie	Energiekonzept	IER		Leitstudie/hier
		2009	2010	
Wind onshore	33.3	36.83	36.8	35.75
Wind offshore	7.6	10.28	10.3	10
PV	33.3	14.66	42.9	51.75
Biomasse	7.3	6.1	6.8	8.9
Wasser	5.6	4.42	4.4	4.7
Geothermie	0.3	-	-	0.3
CSP Desertec	-	-	-	-

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Tab. III.7 Installierte Kapazitäten der EE in 2030 (GW)

EE-Technologie	Energiekonzept	IER		Leitstudie/hier
		2009	2010	
Wind onshore	33.7	36.75	43.3	39.6
Wind offshore	12.6	25.15	25.2	25
PV	37.5	20.22	62.8	63
Biomasse	7.6	6.18	6.9	9.9
Wasser	5.6	4.42	4.4	4.9
Geothermie	0.4	-	-	1
CSP Desertec	-	-	-	6.58

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a, DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Die Stromerzeugung aus EE geben die beiden folgenden Tabellen wieder. Im Energiekonzept ist ein Stromimport aus EE angegeben, der hier unter CSP Desertec erfasst ist.

Tab. III.8 Stromerzeugung aus EE in 2020 (TWh)

EE-Technologie	Energiekonzept (brutto)	IER		Leitstudie/hier
		2009	2010	
Wind onshore	68	65	65	76.9
Wind offshore	26	36	36	37
PV	31	13	38	43.5
Biomasse	43.2	37	41	49.5
Wasser	25.1	24	24	23.5
Geothermie	2	-	-	1.9
CSP Desertec	-	-	-	-

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Für die Untersuchung hier wurden die Annahmen der Leitstudie verwendet, da sie dem ambitioniertesten EE-Ausbau entsprechen und damit hinsichtlich der Kompatibilität mit der Kernkraft den konservativsten Untersuchungsrahmen darstellen.



Tab. III.9 Stromerzeugung aus EE in 2030 (TWh)

EE-Technologie	Energiekonzept (brutto)	IER		Leitstudie/hier
		2009	2010	
Wind onshore	73	65	81	87
Wind offshore	48	88	88	95
PV	36	19	59	55.2
Biomasse	46.2	41	46	56.1
Wasser	25.1	24	24	24.5
Geothermie	3	-	-	6.6
CSP Desertec	(18)	-	-	15

Quelle: Hundt et al. 2009 u. 2010a; DLR/IWES/IfnE 2010; EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Kraftwerkspark

Die Kernkraftwerkskapazitäten sind exogen festgelegt. Laufzeitverlängerungen von 0, 12 und 20 Jahren werden betrachtet. Ausgehend von den vorliegenden Reststrommengen sind daraus folgende installierte Kapazitäten abgeleitet.

Tab. III.10 Kernkraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit der Laufzeitverlängerung (GW)

	Laufzeitverlängerung		
	0a	12a	20a
2020	6,8	20,5	20,5
2025	0	13,4	20,5
2030	0	13,4	20,5

Eigene Zusammenstellung

Der übrige konventionelle Kraftwerkspark wurde mit dem Modell PowerFys-invest auf Basis der obigen Annahmen ermittelt. Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen für 2020 und 2030 wiedergegeben. Zu Vergleichszwecken sind die entsprechenden Werte aus den Energieszenarien für ein Energiekonzept ebenfalls aufgeführt.

Tab. III.11 Installierte Kraftwerkskapazitäten in 2020 (GW)

Technologie	0a		12a		20a	
	EnKonz	hier	EnKonz	hier	EnKonz	hier
Kernkraft	6,7	6,8	20,4	20,5	20,4	20,5
Braunkohle	21,4	18,5	21,2	18,5	21	17,2
Steinkohle	28,5	28	21,3	24,9	19,6	24,9
Erdgas	24,4	24,2	16,3	19,1	16,0	19,3
Speicher	7,7	7,9	7,7	7,9	7,7	7,9

Quelle: EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Die bis 2030 jeweils wegfallenden KKW-Kapazitäten werden durch Zubau bei den anderen konventionellen Kraftwerken ersetzt (Tab. III.12). Im Vergleich zum Energiekonzept werden hier mehr Braunkohlekraftwerke zugebaut. Während die Speicherkapazitäten in den Energieszenarien konstant bleiben, ergibt sich hier ein vermehrter Speicherausbau bei einer Laufzeitverlängerung. Die Aufgliederung der Gaskraftwerkskapazitäten ist in Tabelle III.13 gezeigt.

Tab. III.12 Installierte Kraftwerkskapazitäten in 2030 (GW)

Technologie	0a		12a		20a	
	EnKonz	hier	EnKonz	hier	EnKonz	hier
Kernkraft	0	0	12,1	13,4	20,4	20,5
Braunkohle	11,8	18,9	11,7	18,1	11,4	14,4
Steinkohle	18	15,3	20	12,2	20	12,2
Erdgas	45,7	40,7	26,5	31,1	18,6	27,7
Speicher	7,7	7,9	7,7	8,9	7,7	9,3

Quelle: EWI/GWS/Prognos 2010; eigene Annahmen

Tab. III.13 Kapazitäten der Gaskraftwerke nach Typ (GW)

Technologie	2020			2030		
	0a	12a	20a	0a	12a	20a
Gasturbine	7,1	4,5	4,5	24,2	17,1	13,9
GuD	16,3	13,8	13,6	16,0	13,6	13,3
Gas-Dampf	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5
gesamt	24,1	19,0	-	45,7	31,2	27,7

Eigene Annahmen



Die Speicherkapazitäten verteilen sich folgendermaßen über Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke (CAES).

Tab. III.14 Speicherkapazitäten (GW im Entladebetrieb)

Technologie	2020			2030		
	0a	12a	20a	0a	12a	20a
Pumpspeicher	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
CAES	0,3	0,3	0,3	0,3	1,3	1,7
gesamt	7,9	7,9	7,9	7,9	8,9	9,3

Eigene Annahmen

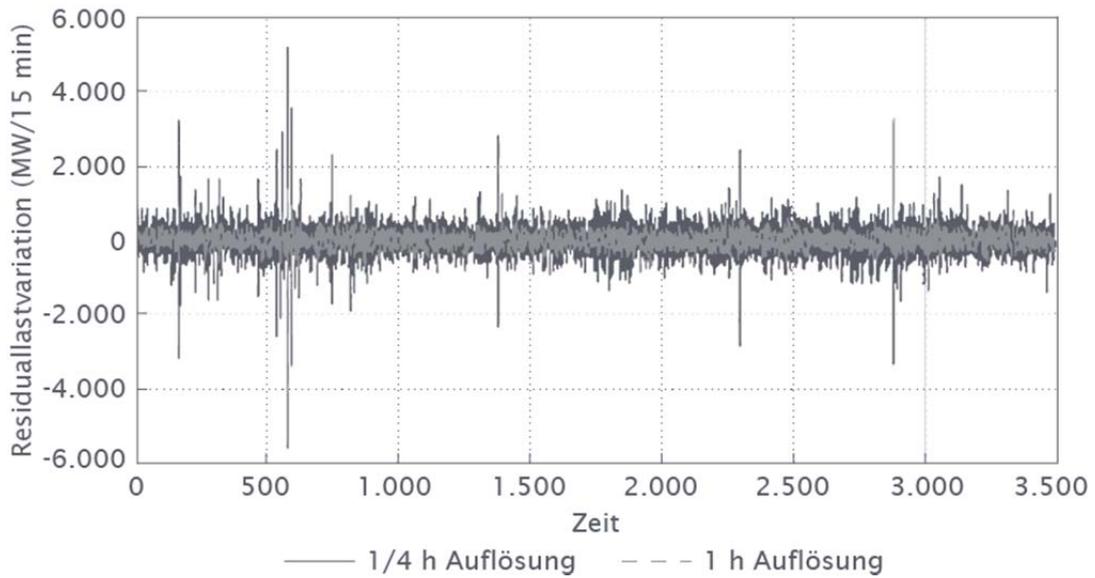
Bedeutung der Modellierungsbeschränkungen

2.2

Die hier gewählte Modellierung basiert auf einer stündlichen Auflösung. Lastrampen, die nur bei einer höheren zeitlichen Auflösung auftreten, sind daher nicht berücksichtigt. Es kann aus folgenden Gründen angenommen werden, dass die Ergebnisse davon nicht wesentlich beeinflusst sind. Zunächst gilt, dass in einer viertelstündlichen Auflösung immer höhere Rampen vorliegen, wie Abbildung III.3 für die Residuallast (Nachfrage abzüglich EE-Einspeisung) zeigt (Daten aus der 50Hertz-Regelzone). Dabei ist aber zu betonen, dass dieser Sachverhalt auch für die Originallast, also die Last ohne EE zutrifft.

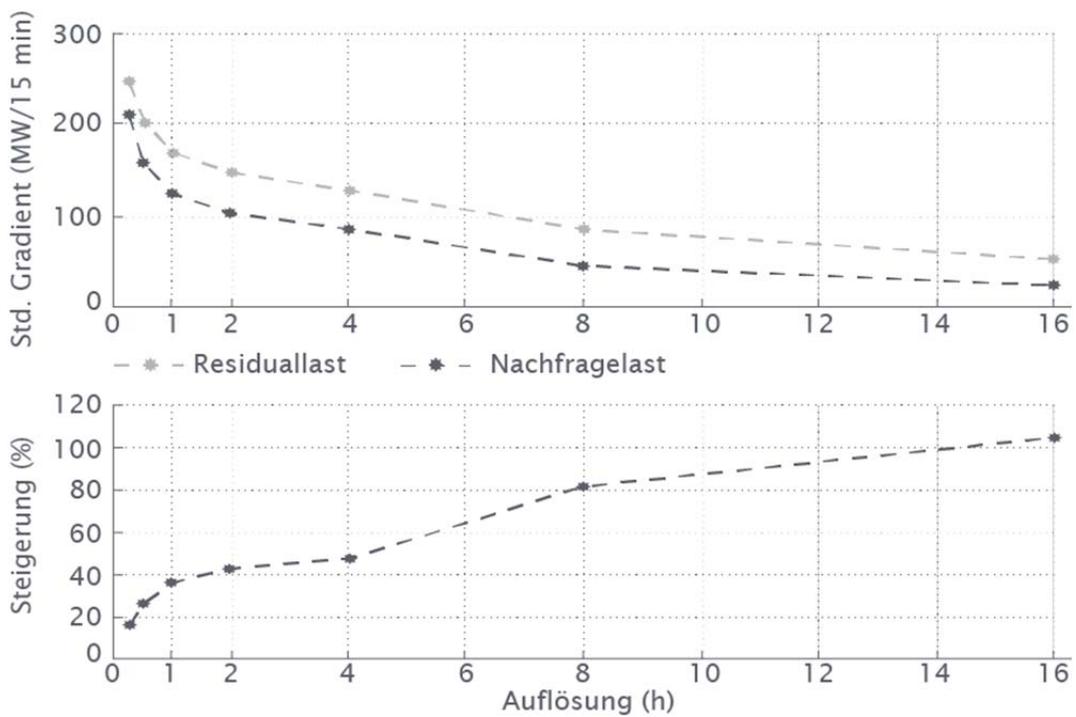
Es ist daher vielmehr zu untersuchen, auf welche zeitlichen Rampen die Auswirkung der EE besonders groß ist. Eine Gradientenanalyse zeigt auf, dass die viertelstündlichen Rampen der Restlast deutlich weniger durch die EE-Einspeisung beeinflusst werden als die stündlichen oder längerfristigen Rampen (Abb. III.4). Das obere Diagramm verwendet als Maß für die Größe der Rampen der (Residual-)Last die Standardabweichung der Rampen. Verschiedene zeitliche Rampen, also Rampen über z.B. Viertel-, 1, 2 oder 16 Stunden werden betrachtet. Die Standardabweichung der Rampen ist sowohl für die Originallast als auch für die Residuallast (die Last nach Berücksichtigung der EE-Einspeisung) berechnet. Aufgrund der variablen Einspeisung der EE vergrößern sich die Rampen im zweiten Fall. Die prozentuale Vergrößerung der Rampenstandardabweichung und damit der Variabilität der (Residual-)Last ist im unteren Diagramm aufgetragen. Es wird deutlich, dass die Rampen über mehrere Stunden besonders stark durch die EE-Einspeisung betroffen sind. Rampen im kurzfristigen Zeitbereich, also etwa über eine viertel Stunde, sind dagegen weniger stark beeinflusst. Der starke Anstieg des Einflusses der EE zwischen viertelstündlichen und stündlichen Rampen ist ein Indiz dafür, dass eine stündliche zeitliche Auflösung eine geeignete Annahme für die Modellierung ist.

Abb. III.3 Sprünge der Residuallast (50Hertz-Regelzone) in stündlicher und viertelstündlicher zeitlicher Auflösung im Jahr 2010



Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.4 Gradientenanalyse



Quelle: Ecofys 2011



Außerdem gilt, dass zusätzlichen Flexibilitätsanforderungen, die im viertelstündlichen Zeitbereich durch die EE entstehen, auch durch eine Abregelung der EE begegnet werden kann. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass mit einer geringen Erhöhung der EE-Abregelung die positiven viertelstündlichen Restlastrampen auf das Niveau der stündlichen Rampen gedämpft werden. Angesichts der schon in der stündlichen Auflösung beobachteten hohen Mengen an EE-Abregelung fällt diese zusätzliche Abregelung nicht ins Gewicht. Eine zeitliche Auflösung von 1 Stunde ist also für die hier formulierten Inhalte ausreichend.

Eine weitere Beschränkung der Modellierung ist, dass die Modellläufe auf den Wetter- und Lastdaten eines Jahres beruhen. Die Zahlenergebnisse sind daher von dem verwendeten Stützjahr abhängig (2008). Es kann aber angenommen werden, dass die Aussagen prinzipiell auch für andere Jahre Gültigkeit haben. Dafür sprechen die zwei folgenden Aspekte. Zum einen ergeben sich aufgrund von unterschiedlichen Wind- und Sonnenjahren Unterschiede in der Jahreserzeugung aus EE. Da in den hier angenommenen Szenarien ein starker EE-Ausbau und somit eine hohe EE-Jahreserzeugung betrachtet wird, sind die Ergebnisse hinsichtlich des Konfliktpotenzials zwischen EE und Kernenergie konservativ. Der Einfluss der EE-Jahreserzeugung wird außerdem durch den Vergleich der Modelljahre bestimmt (Anstieg der EE-Einspeisung zwischen 2020 und 2030). Zum anderen verändert sich mit unterschiedlichen Stützjahren die zeitliche Abfolge der EE-Einspeisung. Bei den hier betrachteten EE-Ausbauzielen sind Flexibilitätsprobleme bzw. die Abregelung von EE aber kein Einzelereignis mehr. Im Modelljahr 2030 findet zum Beispiel in etwa ein Viertel der Zeit Abregelung statt. Das Problem der Flexibilität und Abregelung ist also grundsätzlicher Natur und gilt auch für andere Stützjahre.

Der Einfluss des Netzes und des Austausches mit dem Ausland werden über Sensitivitätsanalysen abgeschätzt. Dabei werden netzbedingte Systemanforderungen über die Setzung einer systemweiten Must-Run-Bedingung abgebildet. Ein Teil der Last muss dann über größere thermische Kraftwerke abgedeckt werden. Die Anforderungen an die Trägheit im System und an Frequenzbedingungen sind somit gewährleistet.

Szenarien

3.

Mit den im vorstehenden Kapitel angenommenen Rahmendaten und dem in den Tabellen III.10 bis III.14 dargestellten Kraftwerkspark werden hier die Ergebnisse der Simulation des Kraftwerksbetriebs anhand des Strommarktmodells PowerFys-generation beschrieben und diskutiert. Die Untersuchung beruht auf einer Szenarienanalyse, anhand derer die Kompatibilität von EE und Kernenergie untersucht wird.

Tab. III.15 Variationen der Szenarien für Modellrechnungen

Parameter	Variationen	Erläuterung	Ergebnis
Modelljahr	2020 2025 2030	Schwerpunkt auf 2030, da hier EE-Einspeisung am höchsten	Abregelung der EE in Abhängigkeit von Ausbau der EE und der Kernkraftkapazität (also Abschätzung des potenziellen Systemkonflikts)
Laufzeitverlängerung	0 Jahre 12 Jahre 20 Jahre	Gemäß Absprache auch eine Laufzeitverlängerung länger als 12 Jahre, um grundsätzlichen Effekte aufzuzeigen	siehe oben
Einspeisemanagement	<i>minimiert</i> kostenoptimiert	Minimiertes Einspeisemanagement entspricht dem Vorrang der EE, so dass Abregelung nur im Ausnahmefall zulässig ist. Kostenoptimiertes Einspeisemanagement führt zu Abregelung, wenn z. B. Anfahrkosten bei Kraftwerken gespart werden können.	Abschätzung des ökonomischen Anreizes für Betreiber konventioneller Kraftwerke, das Vorranggebot der EE zu kippen
Betriebsparameter KKW	<i>normal</i> Flex0 Flex20	Nur Berücksichtigung der Parameter, für die keine genauen Werte vorliegen.	Bedeutung der Flexibilitätsparameterpotenz
Speicherausbau	<i>normal</i> stark	Flexibilitätsbedarf im System hängt stark von Speicherkapazitäten ab.	Einfluss der Speicher.
Ausland	<i>ohne</i> mit	Einfluss des Auslands wird über Exportganglinien abgeschätzt.	Abschätzung, ob der potenzielle Systemkonflikt durch das Ausland wesentlich abgedämpft werden kann
Demand-Side-Management (DSM)	<i>ohne</i> mit	Annahme einer veränderten Nachfrageganglinie, die durch Demand-Side-Management geglättet ist	Einfluss von DSM auf Flexibilitätsanforderungen
KWK-/Must-run-Kraftwerke	<i>ohne</i> mit	Aufgrund von KWK und Systemstabilitätsgründen kann es sein, dass ein Anteil großer Kraftwerksblöcke immer am Netz sein muss (BMU 2011a). Daraus ergibt sich ein erhöhtes Potenzial für Systemkonflikte.	Abschätzung des potentiellen Systemkonflikts unter konservativen Systemannahmen

Quelle: Ecofys 2011, S. 33 f.

Dabei sind auch Parameter wie der Anteil von Speicherkraftwerken von großer Bedeutung, da diese in hohem Ausmaß die realisierbare Integration der EE bestimmen. Über die im ersten Abschnitt dieses Kapitels vorgestellte Szenarienvariation wird der Einfluss dieser Parameter bestimmt. Wichtig ist dabei auch die Flexibilität der KKW, die als technisch möglich unterstellt wird. Der zweite Teil des Kapitels stellt die Ergebnisse hinsichtlich der sich einstellenden Stromerzeugung vor, insbesondere hinsichtlich der anfallenden Abregelungsmengen und damit der EE-Mengen, die integriert werden können. Ökonomische Aspekte werden im anschließenden Kapitel betrachtet.

In der Tabelle III.15 sind die Parameter aufgeführt und beschrieben, die einen wesentlichen Einfluss auf die Modellierung haben. Es wurde ein Basisszenario definiert, dessen Annahmen in der Tabelle kursiv dargestellt sind. Die anderen Ausprägungen der Parameter werden im Folgenden in der Regel in Bezug auf deren Einfluss im Vergleich zum Basisszenario diskutiert.

Ergebnisse **4.**

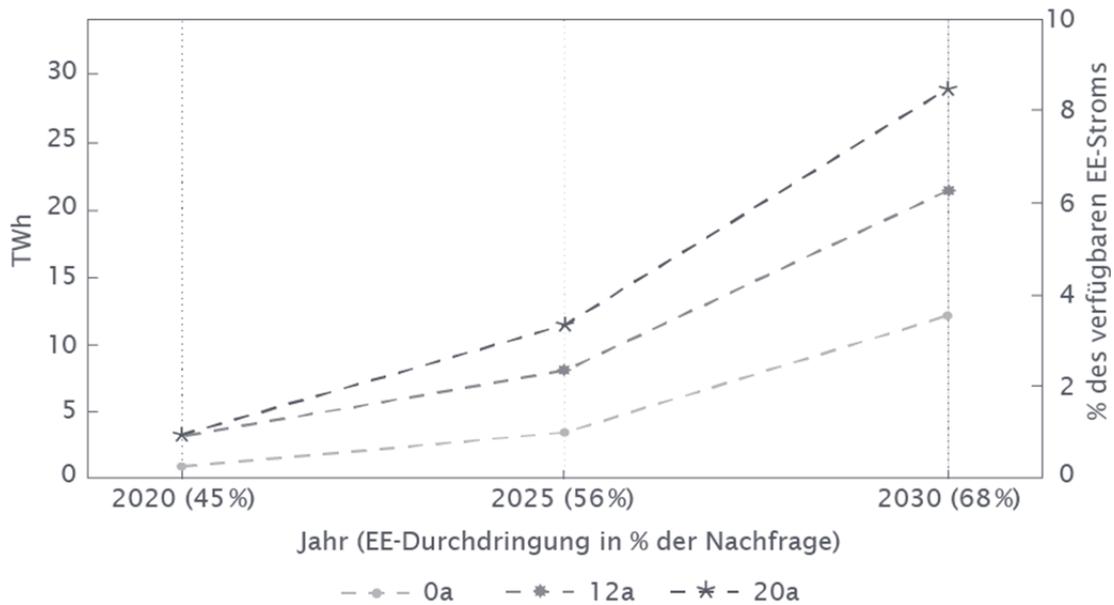
Abregelung erneuerbarer Energien **4.1**

Die jährliche Abregelung der EE-Einspeisung aufgrund von mangelnder Flexibilität des Systems zeigt folgende Abbildung für die Modelljahre 2020, 2025 sowie 2030 und verschiedene Laufzeitverlängerungen. Der bedingt flexible Betrieb der KKW ist im Basisszenario unterstellt (Kap. II.3 für die Definition). Im Modelljahr 2020 ergibt sich für alle Szenarien eine gemäßigte Abregelungsmenge von weniger als 2,5 TWh.² Relativ betrachtet zeigt sich hier, dass die Laufzeitverlängerung zu einer Erhöhung der benötigten Abregelung führt. Dies gewinnt an Relevanz in den späteren Modelljahren. Insbesondere im Modelljahr 2030 erhöht sich bei einer Laufzeitverlängerung von 12 oder 20 Jahren die EE-Abregelung um bis zu 10 TWh bzw. knapp 20 TWh.

2 Aktuell werden in Deutschland etwa 0,127 TWh an EE jährlich abgeregelt (Angaben der Bundesnetzagentur für 2010 (Bundesregierung 2011, S. 1). Ein direkter Vergleich der realen Zahlen mit den Modellergebnissen ist jedoch nicht möglich, selbst wenn identische Zeiträume betrachtet werden. Der Hauptgrund ist, dass die realen Abregelungen bislang vor allem durch Netzengpässe (vorrangig auf den unterlagerten Netzebenen) begründet sind, die Modellierung dagegen auf die (In-)Flexibilitäten des Erzeugungsparks fokussiert. Der Vergleichswert hierfür liegt daher heute faktisch bei 0 TWh.

Abb. III.5

Jährliche Abregelung der EE-Einspeisung bei bedingt flexiblem Betrieb der KKW



Quelle: Ecofys 2011, S. 35

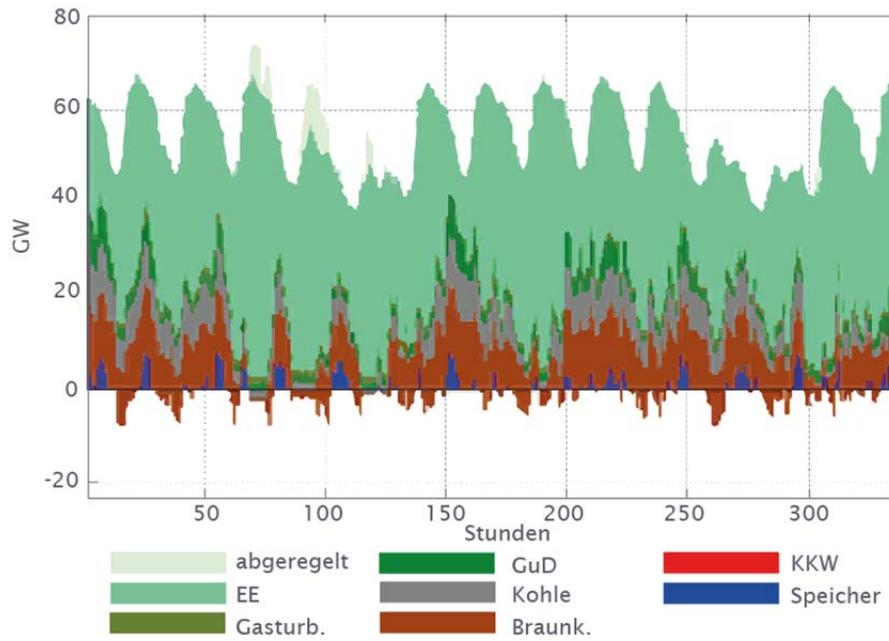
Veranschaulichung des Kraftwerksbetriebs

4.2

Die Abregelungsmengen stellen die Gesamtmengen aufsummiert über alle Stunden eines Jahres dar. Die folgenden Abbildungen III.6 bis III.10 illustrieren, wieso es in einzelnen Stunden Abregelungsbedarf geben kann. Sie zeigen jeweils zwei Beispielwochen (Anfang Kalenderwoche 25 bis Anfang Kalenderwoche 27) des Kraftwerksbetriebs (Modelljahr 2030 und 2020) für die verschiedenen Laufzeitverlängerungen (0, 12 bzw. 20 Jahre).

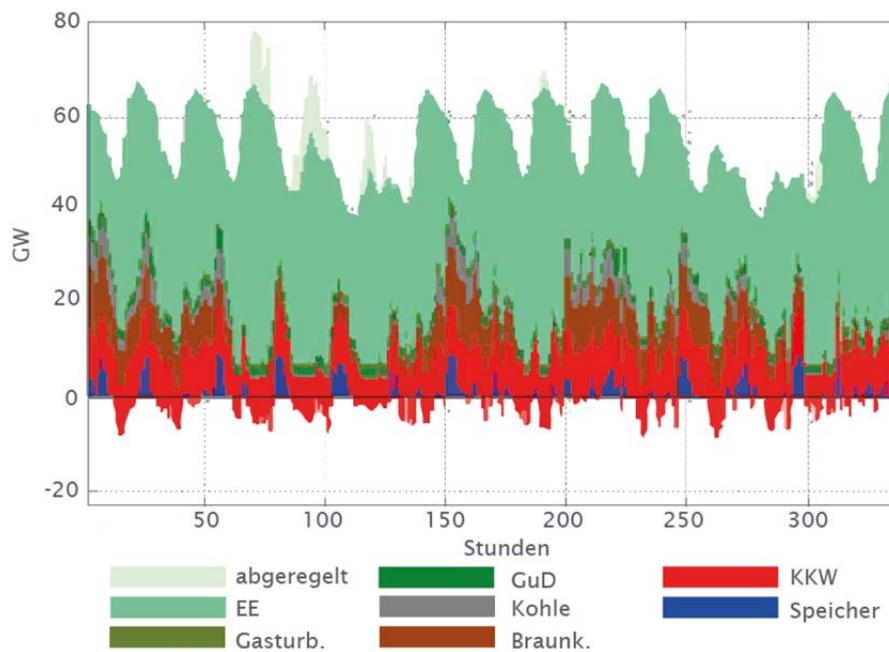
Im Modelljahr 2020 ergibt sich folgender Kraftwerksbetrieb für die verschiedenen Laufzeitverlängerungen (identischer Zeitraum im Modelljahr wie zuvor). Der Betrieb mit 20-jähriger Laufzeitverlängerung der KKW ist für das Modelljahr 2020 nicht dargestellt, da er sich nahezu identisch zu dem mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung verhält.

Abb. III.6 Beispiel für den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2030 ohne Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)



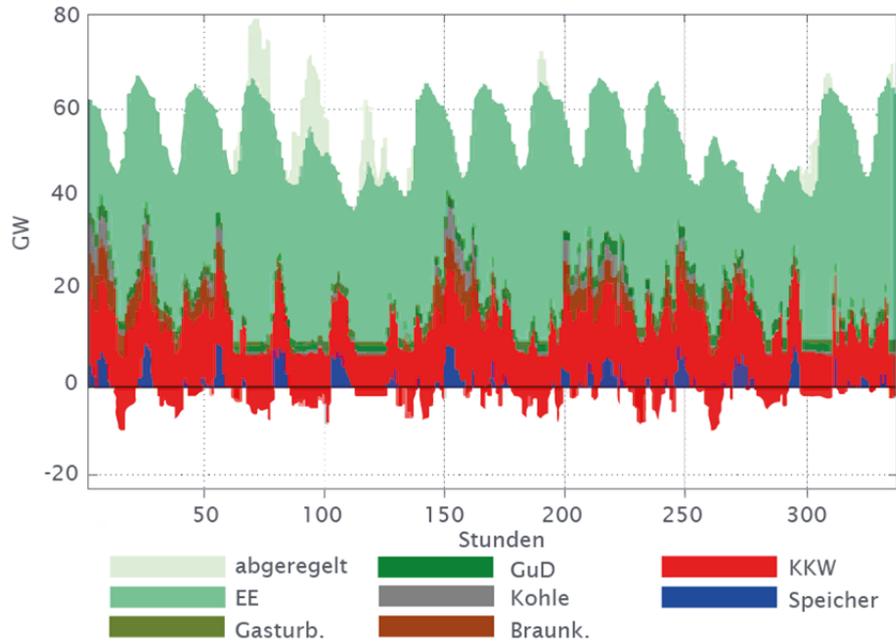
Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.7 Beispiel für den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2030 mit 12 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)



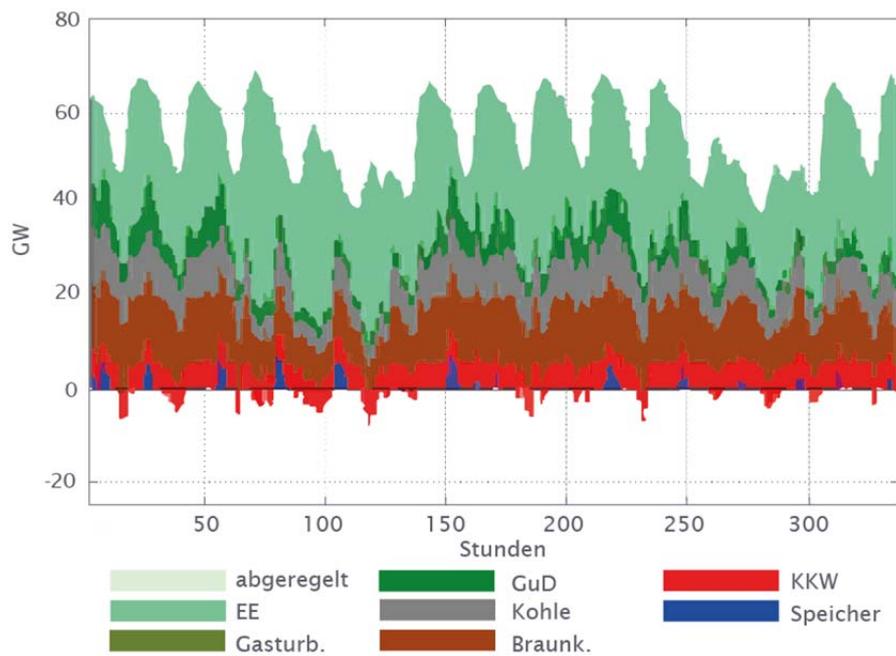
Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.8 Beispiel für den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2030 mit 20 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)



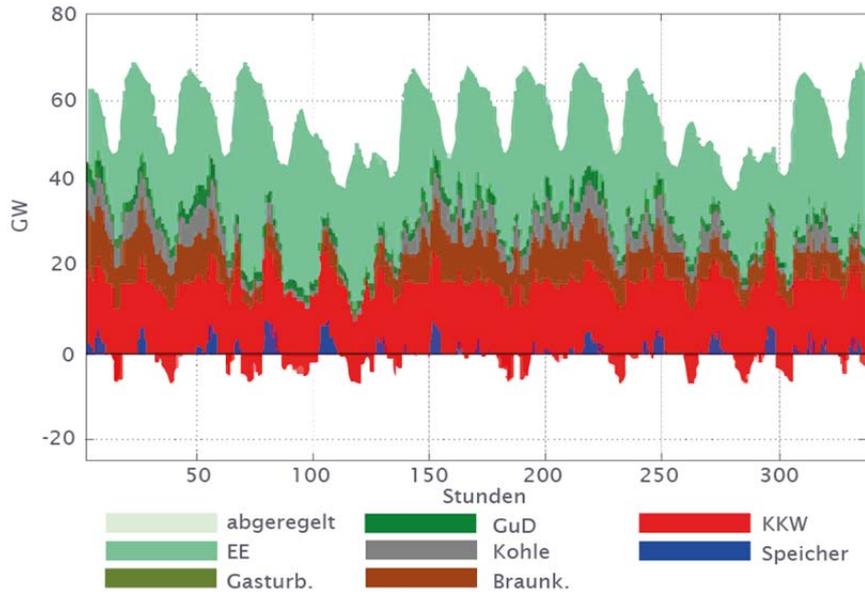
Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.9 Beispiel für den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2020 ohne Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)



Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.10 Beispiel für den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2020 mit 12 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)



Quelle: Ecofys 2011

Erzeugungsmix

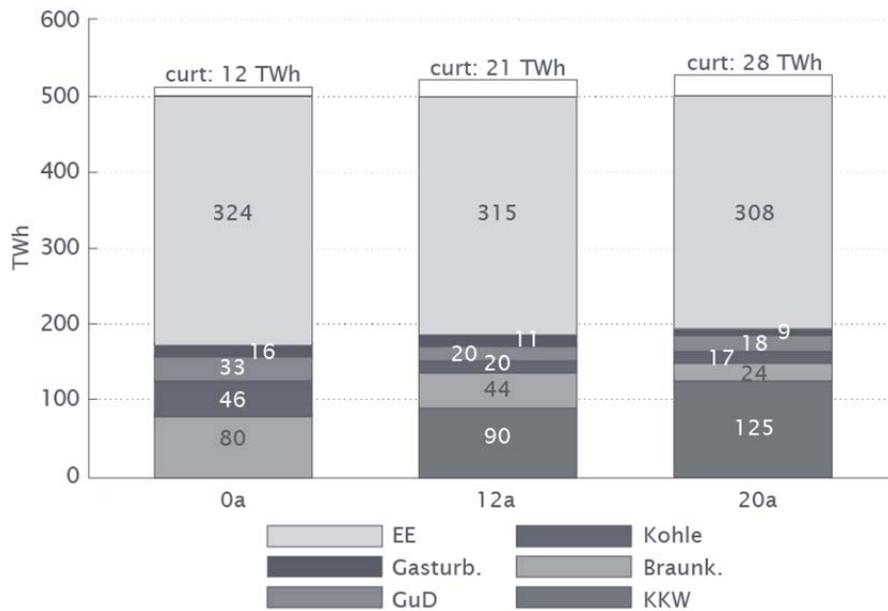
4.3

Über ein Jahr summiert ergibt sich für das Modelljahr 2030 der Erzeugungsmix gemäß Abbildung III.11.

Die im Szenario ohne Laufzeitverlängerung wegfallende Kernenergie wird durch den Einsatz von Braun- und Steinkohle sowie Gas ersetzt. Ein Teil wird auch durch die EE ersetzt, da wie zuvor gezeigt die Abregelungsmengen abnehmen. So wird ohne Laufzeitverlängerung 3,6% der EE-Menge abgeregelt und mit 12-jähriger und 20-jähriger Laufzeitverlängerung 6,3% bzw. 8,3%. Der Erzeugungsmix für das Modelljahr 2020 ist in Abbildung III.12 dargestellt. Es wird wenig Strom aus EE abgeregelt. Die Kernenergie stellt bei Laufzeitverlängerungen einen bedeutenden Anteil der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken.



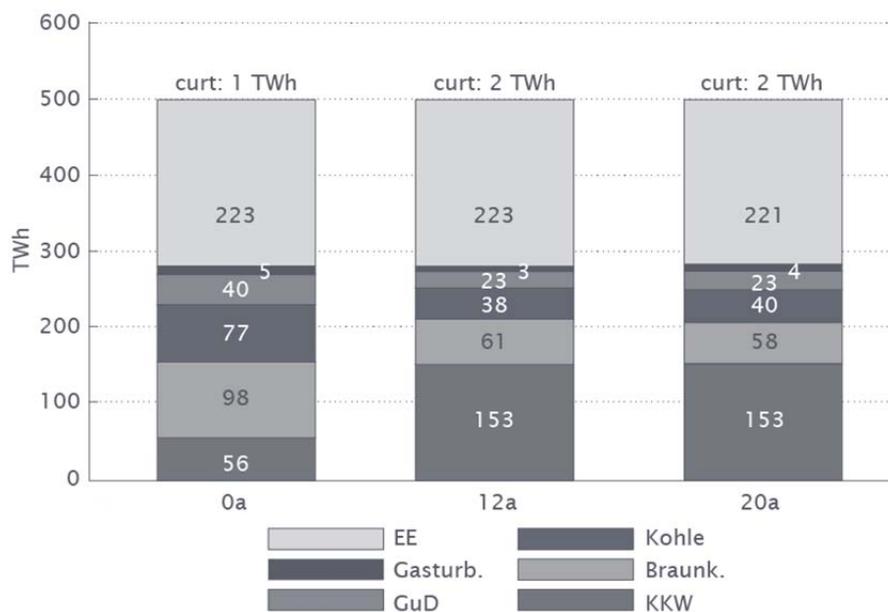
Abb. III.11 Erzeugungsmix im Jahr 2030 abhängig von Laufzeitverlängerung mit bedingt flexiblem Betrieb



curt (curtailed): abgeregelte EE-Strommenge

Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.12 Erzeugungsmix im Jahr 2020 abhängig von Laufzeitverlängerung mit bedingt flexiblem Betrieb



curt (curtailed): abgeregelte EE-Strommenge

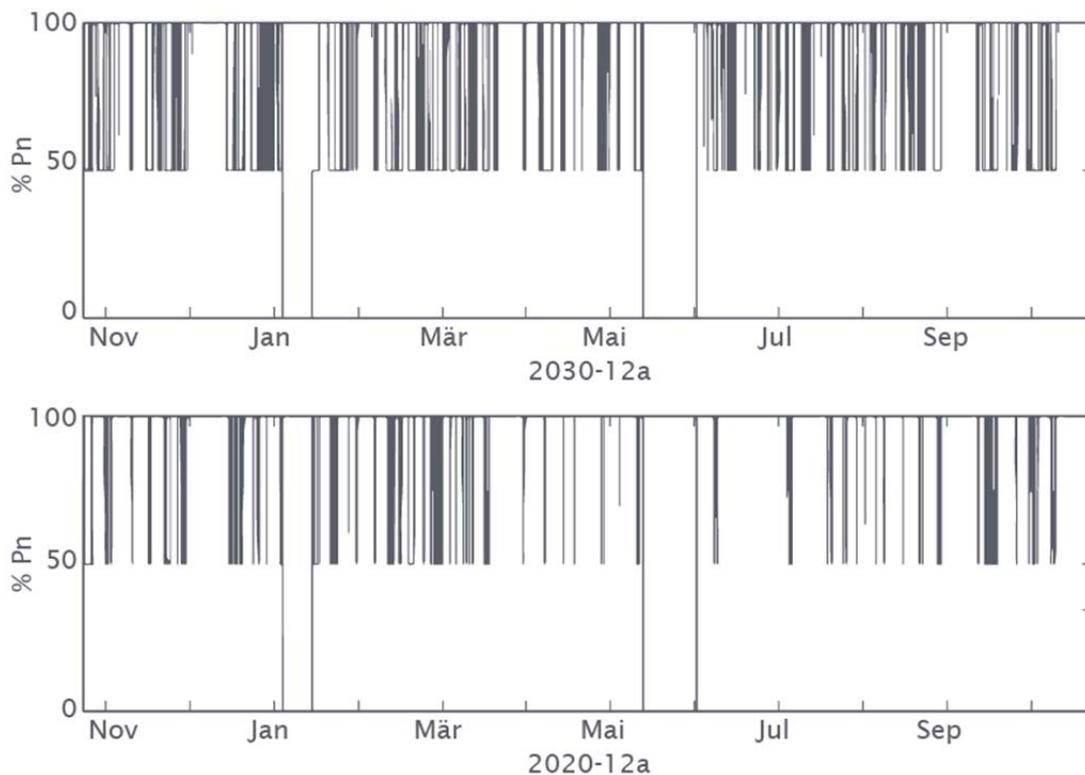
Quelle: Ecofys 2011

Betrieb der Kernkraftwerke

4.4

Im Fokus der Studie steht das Flexibilitätsverhalten der KKW. Im verwendeten Strommarktmodell wird der Betrieb jedes Kraftwerks einzeln abgebildet und optimiert. Der resultierende Betrieb eines KKW ist am Beispiel Philippsburg 2³ für die Modelljahre 2020 und 2030 anhand Abbildung III.13 aufgezeigt. Die im bedingt flexiblen Betrieb definierte Mindestlast von 50 % der Nennleistung ist deutlich erkennbar. Im Sommer führt eine geplante Revision zu einer Auszeit des Kraftwerks, während die Auszeit im Winter als ungeplanter Ausfall zu interpretieren ist (Kap. II.3).

Abb. III.13 Modellierter Betrieb des Kernkraftwerks Philippsburg 2 für die Modelljahre 2020 und 2030 bei 12-jähriger Laufzeitverlängerung für den bedingt flexiblen Betrieb



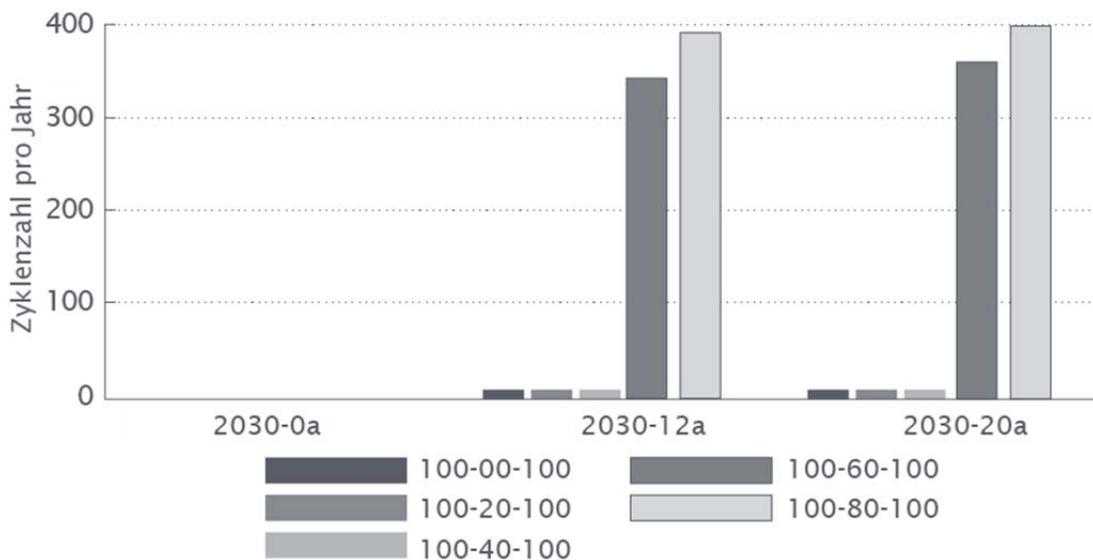
% Pn: Prozent der Nennleistung

Quelle: Ecofys 2011

3 Philippsburg 2 wurde hier als Vertreter der Vorkonvoianlagen (Druckwasserreaktor der 3. Generation) ausgewählt. Im Modelljahr 2030 ist diese Anlagenklasse bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung sowohl leistungs- als auch anzahlmäßig am stärksten vertreten. Innerhalb der Anlagenklasse ist die Leistung des Kraftwerks im Mittelfeld eingeordnet.

Ein Parameter, um die Flexibilität des Kraftwerkbetriebs in komprimierter Form zu erfassen, ist die Zyklenzahl der KKW. Die Größenordnung der jährlichen Zyklen zeigt Abbildung III.14. 100-40-100 steht dabei für einen Zyklus von einem Lastniveau von über 95 % auf unter 45 % und wieder über 95 %. Größere Zyklen schließen dabei kleinere Zyklen mit ein, d.h., ein Zyklus der Art 100-80-100 wird beispielsweise auch beim Zyklustyp 100-60-100 mitgezählt. Die Ergebnisse beziehen sich auf das Modelljahr 2030 bei einem bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb der KKW.

Abb. III.14 Durchschnittliche Zyklenzahl eines KKW im bedingt flexiblen Betrieb für das Modelljahr 2030 abhängig von Laufzeitverlängerung

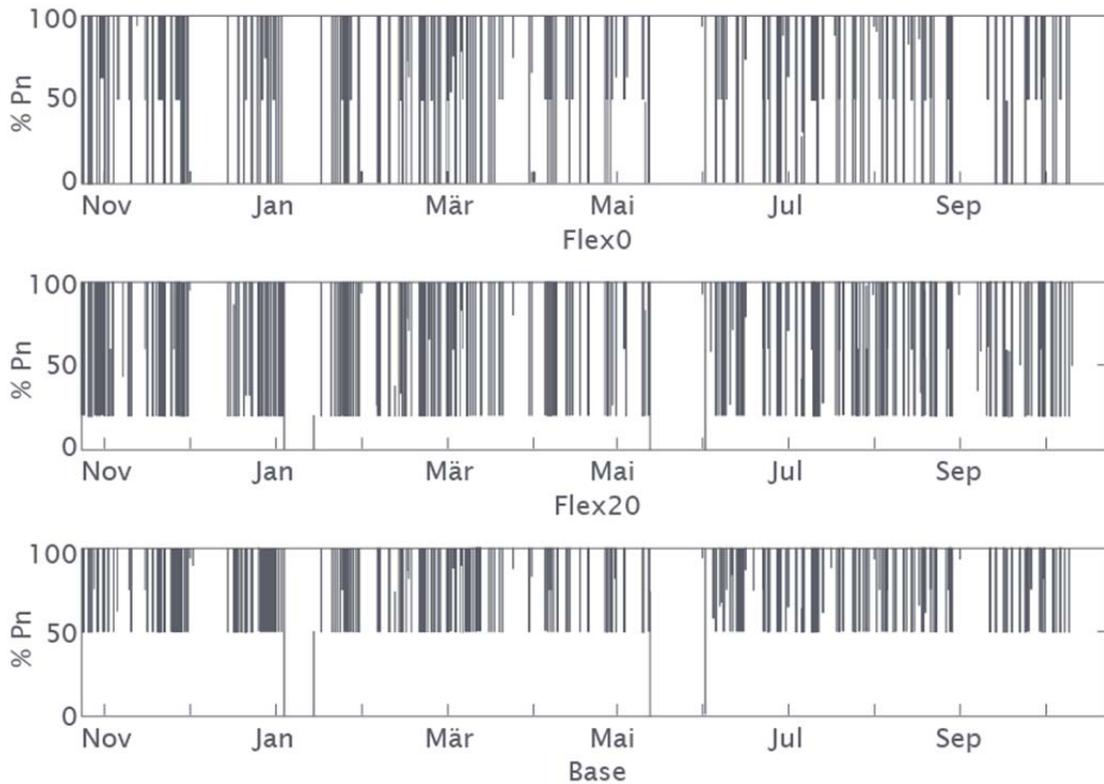


Quelle: Ecofys 2011

Unterschiedliche technische Flexibilitäten der KKW führen zu einer Veränderung des Kraftwerkbetriebs. Abbildung III.15 zeigt die Unterschiede im Betriebsverhalten für das Modelljahr 2030 am Beispiel Philippsburg 2 auf. Unter der Annahme einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren ist der bedingt flexible Betrieb (Base), der hochflexible Betrieb mit minimalen Lastniveaus von 20 % bzw. 40 % (Flex20) und der hochflexible Betrieb mit kurzfristigen Auszeiten (Flex0) gezeigt (Kap. II.3 für eine ausführliche Beschreibung).

Die jährliche Zyklenzahl der KKW für die verschiedenen Flexibilitäten gibt die nächste Abbildung III.16 wieder. Die Ergebnisse beziehen sich wieder auf das Modelljahr 2030 bei einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren.

Abb. III.15 Modellierter Betrieb des KKW Philippsburg 2 für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung unter verschiedenen Flexibilitäten



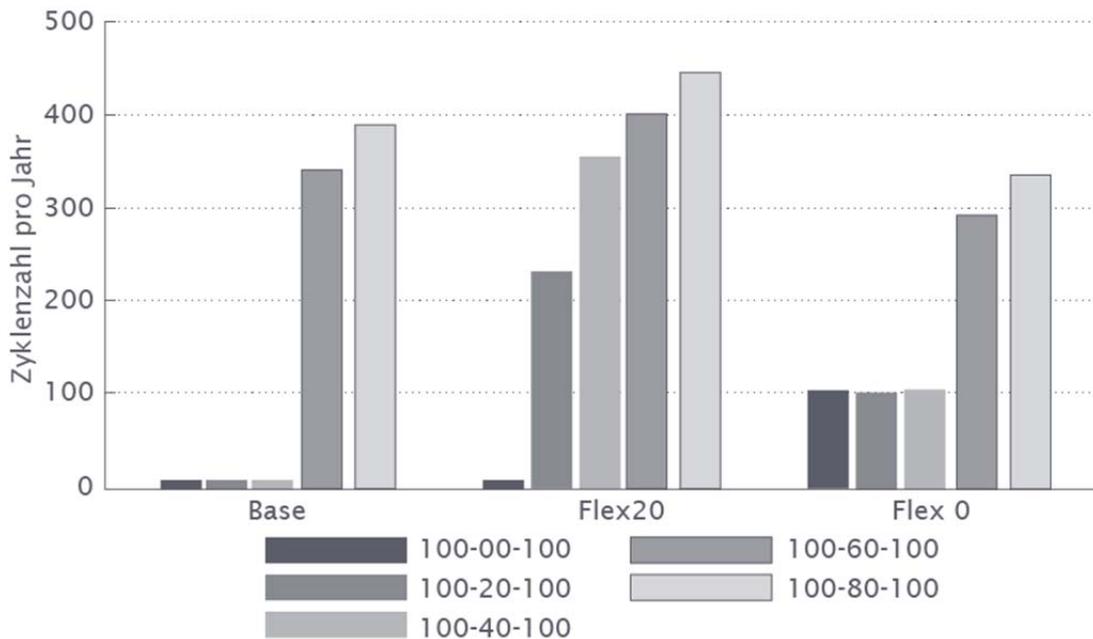
% Pn: Prozent der Nennleistung

Quelle: Ecofys 2011

Im Flex0-Szenario fährt demnach ein KKW durchschnittlich 100-mal pro Jahr einen Zyklus von etwa 100% der Leistung auf 0% und wieder zurück.⁴ Diese Zyklusanzahl entspricht nicht den Anfahrvorgängen. Zu den Anfahrvorgängen zählen beispielsweise auch Fahrten von 0% der Leistung auf 50% der Leistung und wieder auf 0%. Es liegen daher etwas mehr Anfahrvorgänge als Zyklen der Art 100-0-100 vor und es sind pro Kraftwerk im Schnitt 120 Anfahrvorgänge zu beobachten, was zwei bis drei Anfahrvorgängen pro Woche entspricht.

4 Vorgänge der Art 100-0-100 werden wie zuvor erwähnt auch bei der Zählung der Zyklen, die einen kleineren Bereich umfassen, erfasst. Dadurch ergibt sich für die Zyklen 100-0-100, 100-20-100 und 100-40-100 die gleiche Anzahl, da die Mindestlasten wie im Base-Szenario bei 50% (oder 60%) liegen und somit erst ab Zyklentyp 100-60-100 mehr Zyklen als für Zyklentyp 100-0-100 vorliegen können.

Abb. III.16 Durchschnittliche Zyklenzahl eines KKW für verschiedene Kraftwerksflexibilitäten für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung



Quelle: Ecofys 2011

Abregelung EE für verschiedene Szenarienannahmen

4.5

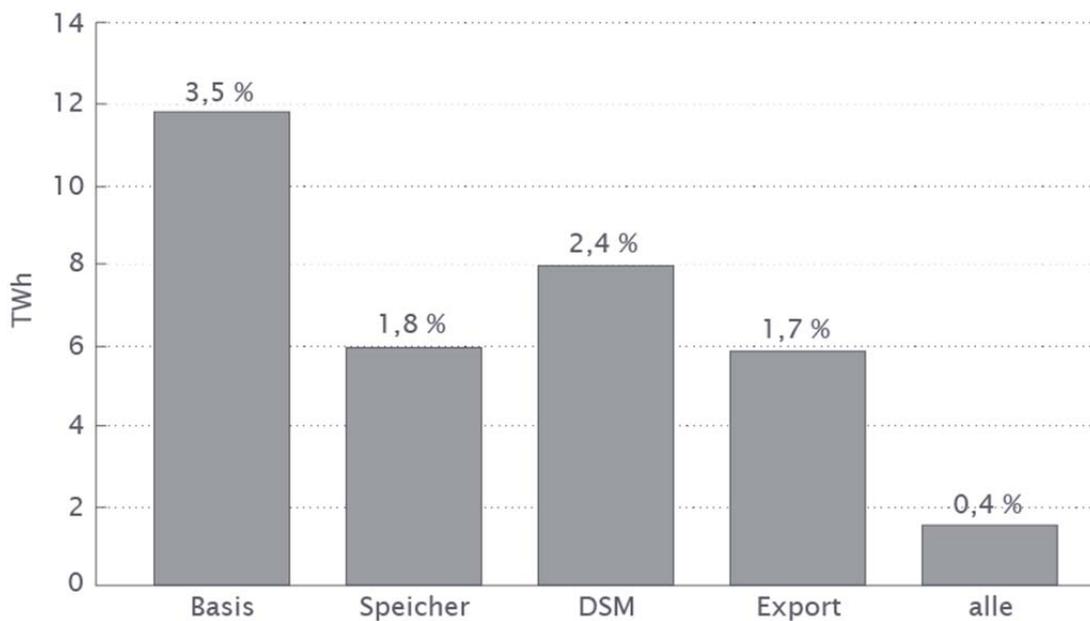
Die Menge an EE-Einspeisung, die abgeregelt werden muss, hängt von verschiedenen Szenariobedingungen ab. Die folgende Abbildung III.17 zeigt die jährlichen Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 ohne Laufzeitverlängerung, wenn diese Bedingungen gegenüber dem Basisszenario variiert werden. »Speicher« steht dabei für zusätzliche Speicherkapazität, »DSM« für eine Anpassung der Restnachfrageganglinie durch Demand-Side-Management-Maßnahmen, »Export« für die Berücksichtigung von Stromtransfers ins Ausland und »alle« bezieht sich auf die Kombination aller Maßnahmen.

Das Speicherszenario berücksichtigt zusätzliche im Ausland gelegene Speicherkapazitäten. So stehen 3,6 GW an grenznahen ausländischen Pumpspeicherkapazitäten zur Verfügung, die wegen Eigentums- oder langjähriger Strombezugsrechte als vom deutschen Markt kontrolliert angesehen werden (BEE 2009). Darüber hinaus ist das Speicherpotenzial in Norwegen berücksichtigt, das über Seekabel direkt mit Deutschland verbunden ist. Eine Experteneinschätzung aus Norwegen sieht ein langfristig nutzbares Potenzial von 10 bis 25 GW für den europäischen Markt (Wiedemann 2010). Da die Nutzung des Speichers



von dem Ausbau von Übertragungskapazitäten abhängt, wird gemäß Woyte et al. (2008) und EWEA (2009) die Annahme getroffen, dass bis 2030 eine zusätzliche Speicherkapazität von 3,4 GW angebunden werden kann. Die hinzugefügte Speicherleistung beträgt demnach 7 GW.

Abb. III.17 Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030
ohne Laufzeitverlängerung



bedingt flexibler Betrieb, mit Angabe der prozentualen EE-Abregelung

Quelle: Ecofys 2011

Im Szenario mit Demand-Side-Management sind der Einsatz von Elektromobilität sowie Nachfrageverschiebungen durch Verbrauchergeräte wie Wärmepumpen im Lastprofil berücksichtigt. Die angepassten Verbraucherganglinien sind dabei Arbeiten einer anderen Studie entnommen (DLR et al. 2011).

Im Exportszenario werden weitere Austausche mit dem Ausland untersucht. Es werden nur die möglichen Exporte miteinbezogen, da die Abregelung von EE-Einspeisung durch diese verringert werden kann. Es wird angenommen, dass 12 GW Leistung zu jeder Stunde exportiert werden können. Dieser Wert ergibt sich aus der Betrachtung der historischen Austauschganglinien und der Netzkuppelkapazitäten. Die 2009 und 2010 beobachtete maximale Exportleistung betrug in 4 Stunden knapp 12 GW, ansonsten höchstens 10 GW. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gibt als konservativen Richtwert für die maximale Exportleistung an einem Wochentag im Winter

8,5 GW an (ENTSO-E 2011). Ohne einen ambitionierten Netzausbau kann daher in der Zukunft nicht mit Exportkapazitäten über 12 GW gerechnet werden.

Die Abbildung III.18 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für eine 12-jährige Laufzeitverlängerung. Die Sensitivität der Abregelung hinsichtlich der Vorrangregelung ist in Abbildung III.19 gezeigt. Die Vorrangregelung bezieht sich auf ein Marktdesign, bei der die EE erst bei einem (negativen) Marktpreis von -150 Euro/MWh abgeregelt werden (Kap. VI.2). Existiert keine Vorrangregelung, wird die EE-Einspeisung nach ökonomischen Gesichtspunkten geregelt, also, wegen der fehlenden variablen Kosten der EE, bei einem Marktpreis von 0 Euro/MWh. Aufgrund ihrer variablen Kosten von null, haben EE einen natürlichen ökonomischen Vorrang vor dem Einsatz anderer Kraftwerke, was den geringen Unterschied zwischen den Abregelungsmengen der beiden Vorrangsszenarien erklärt.

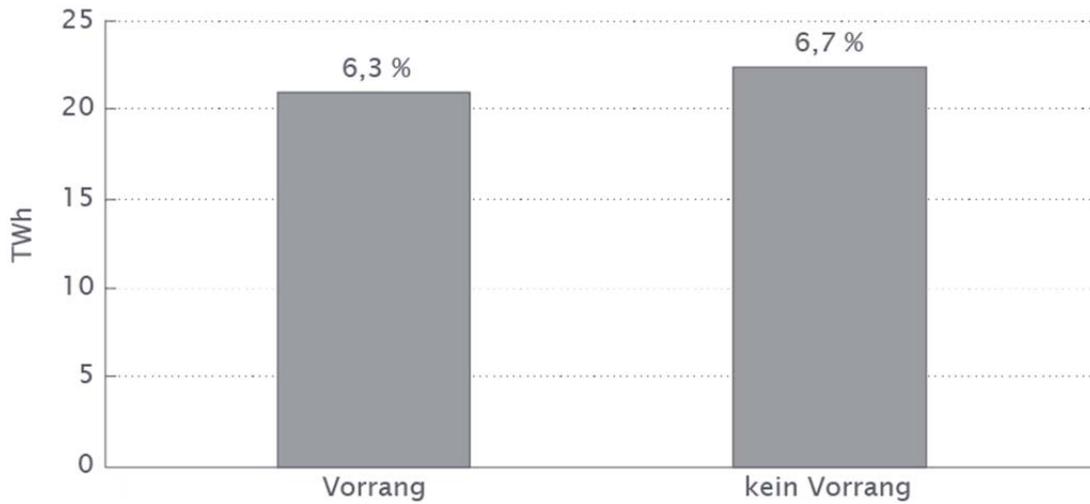
Abb. III.18 Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030
mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung



bedingt flexibler Betrieb, mit Angabe der prozentualen EE-Abregelung

Quelle: Ecofys 2011

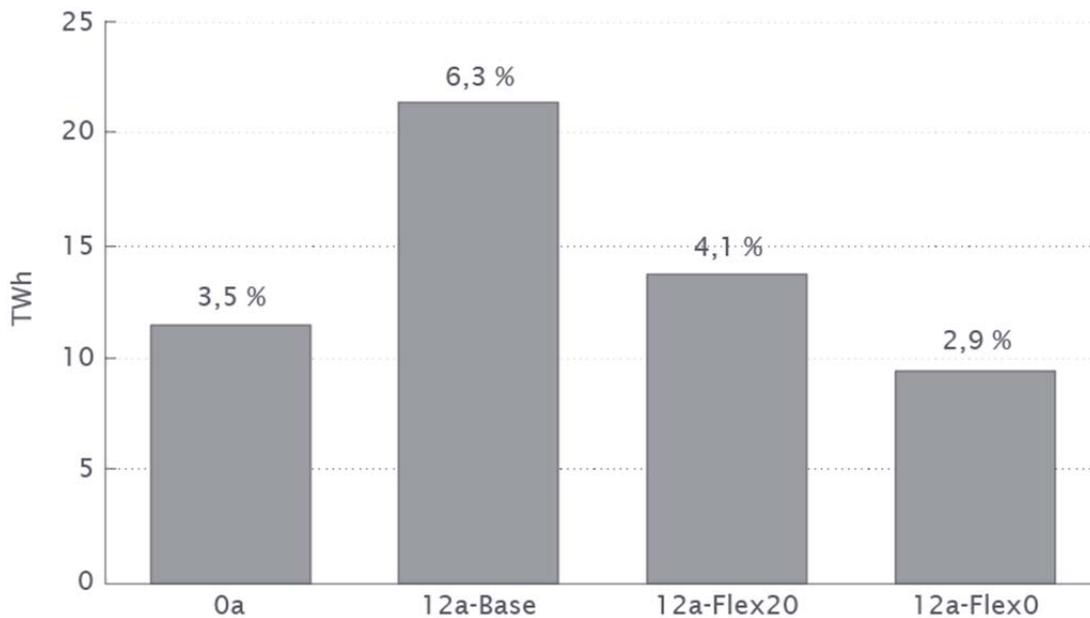
Abb. III.19 Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung mit und ohne Vorrangregelung



bedingt flexibler Betrieb, mit Angabe der prozentualen EE-Abregelung

Quelle: Ecofys 2011

Abb. III.20 Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 in Abhängigkeit von Laufzeit und Flexibilität der KKW



Mit Angabe der prozentualen EE-Abregelung

Quelle: Ecofys 2011



Die Abregelungsmengen im Modelljahr 2030 in Abhängigkeit der Flexibilität der KKW illustriert folgende Abbildung III.20. Zum Vergleich ist der Fall ohne Laufzeitverlängerung (0a) dargestellt.

Die Abregelungsmengen sinken bei einer Flexibilisierung der KKW deutlich. So kann im Flex0-Szenario sogar mehr Strom aus EE integriert werden, da in diesem Fall die KKW flexibler als die anderen konventionellen Kraftwerke betrieben werden können.

Fazit

4.6

Zusammenfassend zeigt sich hier, dass es bei konservativen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Flexibilität der KKW und bei ambitionierten Ausbauplänen für die EE zu einem Konfliktpotenzial zwischen der Kernenergie und den EE kommt. Die konservativen Rahmenbedingungen für den KKW-Betrieb unterstellen dabei schon einen relativ flexiblen Betrieb, der auf täglicher Basis keine kurzfristigen Fahrvorgänge im unteren Lastbereich zulässt, aber im oberen Lastbereich für den hier vorliegenden Untersuchungsrahmen völlige Flexibilität unterstellt und damit über die bisher praktizierten Betriebsbedingungen hinausgeht. Dieses Konfliktpotenzial gilt auch bei Annahme verschiedener Systemerweiterungen wie zusätzliche Speicherkapazitäten. Die Abregelungsmengen verringern sich dadurch generell, doch Laufzeitverlängerungen führen weiterhin zu einer starken Zunahme der Abregelungsmengen im Vergleich zu einem System ohne Kernenergie. Für ein konfliktfreies Zusammenspiel von EE und KKW ist daher ein flexiblerer Betrieb der KKW erforderlich.



Kompatibilität einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken mit den EE-Ausbauzielen (Thesen)

IV.

Die in den voranstehenden Kapiteln dargelegten Analyseergebnisse werden im Folgenden zu Thesen verdichtet. Diese Thesen sollten im Rahmen des TAB-Projekts auf einem Expertenworkshop zur Diskussion gestellt werden. Dieser wurde jedoch aufgrund der Ereignisse in Fukushima abgesagt.

1. Allgemeine Begriffe, Ausgangspunkte und Randbedingungen

Die Untersuchungen legen nahe, dass ein regulärer Lastfolgebetrieb der KKW im oberen Leistungsbereich (50 bis 100% P_{Nenn} für DWR und 60 bis 100% P_{Nenn} für SWR, keine kurzfristigen Abschaltungen) grundsätzlich und ohne wesentliche Umrüstungen möglich ist. Dabei werden jährlich mehrere hundert derartige Lastzyklen durch die Auslegung abgedeckt. Im Gegensatz zu diesem bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb stehen einem hochflexiblen Lastfolgebetrieb mit regelmäßigen Leistungsabsenkungen bis auf 20% P_{Nenn} verschiedene technische und auf die Betriebsführung bezogene Hindernisse entgegen. Dennoch wird auch diese Fahrweise in den vergleichenden Untersuchungen bewertet.

Negative Strompreise sind im Modell bei -150 Euro/MWh gedeckelt. Es wird angenommen, dass die EE-Einspeisung bei einem Strompreis über diesem Wert nicht abgeregelt wird. Dies entspricht der heutigen Vorrangregelung. Gleichermäßen wird für den bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb angenommen, dass die KKW bei negativen Strompreisen nicht abschalten und gemäß ihrer unteren Grenze des oberen Leistungsbereichs erzeugen. Diese Modellannahme mag unrealistisch erscheinen. Sie spiegelt jedoch genau das mögliche Konfliktpotenzial wider, das aus dem unterstellten bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb der KKW folgt.

Es werden hier Flexibilitätsanforderungen an den Systembetrieb betrachtet, die sich aus der zunehmenden EE-Einspeisung ergeben. Prinzipiell kann einer begrenzten Flexibilität des Systems immer effektiv durch Abregelung der EE begegnet werden. Die Modellergebnisse zur Abregelung der EE sind damit das Maß für die Inflexibilität im System.

2. Abregelung der EE und bedingt flexibler Betrieb der KKW

Bei einem bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb der KKW und bei Betrachtung des Basisszenarios (keine nennenswerte Absorption momentaner Erzeugungsüber-

^
› IV. Kompatibilität einer Laufzeitverlängerung von KKW mit EE-Ausbauzielen
v

schüsse in Deutschland durch das Ausland, gemäßigter Speicherausbau) wird die realisierbare EE-Einspeisung deutlich durch die Laufzeitverlängerung beeinflusst.

In allen Modelljahren (2020, 2025, 2030) verstärkt sich durch die Laufzeitverlängerungen die Abregelung der EE um 75 % oder mehr. Dies wird besonders relevant bei EE-Anteilen über 50 %. Bei einer EE-Durchdringung von 68 % (2030) müssen zur Wahrung des Systemgleichgewichts ohne Laufzeitverlängerung 12 TWh abgeregelt werden, während bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung (13,4 GW Nettoleistung KKW in 2030) 21 TWh abgeregelt werden. Dies entspricht einer Ertragseinbuße von 3,5 bzw. 6,3 % des potenziell verfügbaren EE-Stroms.

Im bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb ergeben sich pro Jahr und Kraftwerk zwischen 300 und 400 Zyklen von der Größenordnung 100 %-60 %-100 % (Modelljahr 2030, 12 Jahre Laufzeitverlängerung). Etwa 300-mal im Jahr wird dabei durchschnittlich pro Kraftwerk innerhalb von 1 Stunde von Mindestlast zu Nennlast gefahren. Die modellierten KKW werden demnach täglich bedeutenden Regelungsvorgängen im oberen Lastbereich ausgesetzt. Der bedingt flexible Lastfolgebetrieb ist daher als eine neue Fahrweise zu verstehen, die nur wenig gemein hat mit der in den vergangenen Jahrzehnten praktizierten Fahrweise mit nur vereinzelt substantziellen Absenkungen unter Nennleistung.

3. Betrachtung von Integrationsmaßnahmen (Speicher, DSM)

Eine Laufzeitverlängerung der KKW führt im für die Szenarien verwendeten Investitionsmodell zu einem verstärkten Ausbau von Speichern. Der Ausbau bleibt aber gemäßigt und betrifft nur die Druckluftspeicherkapazitäten (adiabatische Speicher mit einem angenommenen Zykluswirkungsgrad von 55 %). So erhöht sich bis 2030 bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung die Druckluftspeicherkapazität um 1 GW. Insgesamt liegt damit in diesem Szenario eine Speicherkapazität von 8,9 GW vor.

Zusätzliche Speicherkapazität verringert den Verlust von EE-Strom. Mit 7 GW zusätzlicher Pumpspeicherkapazität (davon 3,5 GW in grenznahen Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen) reduziert sich die abgeregelt Energiemenge im Modelljahr 2030 und bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung von 21 TWh auf 13 TWh und erreicht damit in etwa das Ergebnis ohne Laufzeitverlängerung.

Zusätzliche Speicherkapazitäten reduzieren die Abregelung von EE-Strom auch im Szenario ohne Laufzeitverlängerung (in 2030 6 TWh anstatt 12 TWh). Speicher fördern daher primär die Integration der EE, heben aber zunächst nicht das Konfliktpotenzial zwischen KKW und EE auf (Relationen zwischen Abregelungsmengen bleiben bestehen).

Die Abregelung von EE-Einspeisung kann auch durch den umfassenden Einsatz von dezentralen Speichern und DSM verringert werden. So verringern sich die EE-Stromverluste im Modelljahr 2030 abhängig vom Szenario um 18 bis 33 %. Entsprechend zur These 3c) verringert dies aber nicht die relativen Unterschiede der Abregelungsmengen zwischen den Laufzeitverlängerungsszenarien.

4. Berücksichtigung von Ausland und Netz

Der Austausch mit dem Ausland ermöglicht den Export von Überschussenergie. Voraussetzung dafür ist, dass die in- und ausländische Netzsituation den Export von Strom zulässt und Kuppelkapazitäten in ausreichender Höhe zur Verfügung stehen. Die 2009 und 2010 beobachtete maximale Exportleistung betrug in 4 Stunden knapp 12 GW, ansonsten höchstens 10 GW. ENTSO-E gibt als konservativen Richtwert für die maximale Exportleistung an einem Wochentag im Winter 8,5 GW an. Ohne einen ambitionierten Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten kann daher in der Zukunft nicht mit Exportkapazitäten über 12 GW gerechnet werden.

Unter der Annahme, dass 12 GW Leistung zu jeder Stunde exportiert werden können, werden im Modelljahr 2030 ohne Laufzeitverlängerung 6 TWh, bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung 12 TWh der EE-Menge abgeregelt. Auch hier bleibt trotz der verbesserten Integration der EE das Konfliktpotenzial zwischen EE und KKW bestehen (analog wie bei den Thesen 3c und d).

Dies zeigt sich auch bei der Kombination aller untersuchten Integrationsmöglichkeiten (12 GW maximale Exportleistung, 7 GW zusätzliche Speicherkapazität und Berücksichtigung von dezentralen Speichern/DSM). Im Modelljahr 2030 werden ohne Laufzeitverlängerung nur noch 1,5 TWh, bei einer 12-jährigen Laufzeitverlängerung 5,3 TWh der EE-Menge abgeregelt. Selbst bei Nutzung umfassender Integrationsmaßnahmen hat der bedingt flexible Lastfolgebetrieb der KKW deutliche Auswirkungen auf EE-Erzeugung.

Aus Gründen der Systemstabilität ist es gegenwärtig erforderlich, dass ein bestimmter Anteil an konventionellen Kraftwerkskapazitäten immer am Übertragungsnetz angeschlossen, angefahren und synchronisiert ist (Spannungsstabilität/Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung). Eine mögliche Abschätzung der diesbezüglichen Effekte ist durch die Annahme gegeben, dass in jeder Stunde 10 % der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss (zusätzlich zu einer Vorhaltung von 2,6 GW Primär- und Sekundärreserve sowie 5,8 GW Tertiärreserve). Es zeigt sich, dass die bisherigen Aussagen davon nur unwesentlich beeinflusst werden. Dies liegt vor allem an den wärmegeführten Kraftwärmekopplungsanlagen, die ohnehin durchschnittlich 10 % der Nachfrage abdecken (Modelljahr 2030, keine Laufzeitverlängerung).

- ^
› IV. Kompatibilität einer Laufzeitverlängerung von KKW mit EE-Ausbauzielen
v

5. Flexibilisierung des KKW-Betriebs

Die vorangegangenen Thesen zeigen, dass für einen optimalen Parallelbetrieb von KKW und EE ein hochflexibler Lastfolgebetrieb der KKW, z.B. unter regelmäßiger Nutzung des unteren Leistungsbereichs (auf bis zu 20 % P_{Nenn} für DWR und bis zu 40 % P_{Nenn} für SWR) erforderlich ist. Alternativ könnten kurzfristige Abschaltungen von wenigen Stunden notwendig werden (unter Beibehaltung der Mindestlasten des bedingt flexiblen Lastfolgebetriebs). Die starre Trennung dieser Alternativen hat modelltechnische Gründe. Die Alternativen spiegeln die Spannbreite der Möglichkeiten einer praktisch umgesetzten flexiblen Fahrweise wieder.

Die Modellrechnungen zeigen, dass beide Alternativen eine verbesserte Integration der EE erlauben. Bei Nutzung des unteren Lastbereichs kann die Abregelung der EE an das Niveau ohne Laufzeitverlängerung angenähert werden (im Modelljahr 2030 12 TWh ohne Laufzeitverlängerung und 14 TWh mit 12 Jahre Laufzeitverlängerung). Bei der Nutzung kurzfristiger Unterbrechungen der Einspeisung lässt sich mit KKW im System sogar mehr EE-Strom integrieren als ohne (10 TWh Abregelung anstatt 12 TWh). Dies liegt an der resultierenden Flexibilität der KKW, die jetzt höher ist als die fossil befeuerter Kraftwerke. Prinzipiell lässt sich folgern, dass die KKW bei Nutzung eines hochflexiblen Lastfolgebetriebs aus systemtechnischer Sicht kompatibel mit dem angestrebten EE-Ausbau sind.

Auch bei einer Nutzung des unteren Lastbereichs ergeben sich etwa 300 bis 350 Zyklen pro Jahr und KKW, die in diesen Lastbereich hineingehen (100 %-20 %-100 % bzw. 100 %-40 %-100 %). Die zugeordneten Rampen werden dabei meistens innerhalb 1 Stunde gefahren. Die Ermöglichung kurzfristiger Abschaltvorgänge führt dagegen zu etwa 120 Abschaltvorgängen pro Jahr und Kraftwerk. In etwa 70 % der Fälle beträgt dabei die Abschaltzeit weniger als 20 Stunden. Die Ermöglichung von Abschaltvorgängen ist naturgemäß effektiver als eine bloße Ausweitung des Lastbereiches, wodurch sich der Unterschied zwischen der Anzahl der Zyklen bzw. Abschaltvorgänge in den beiden Fällen erklärt.

Die Unterschiede der Modellergebnisse zwischen bedingt flexiblem und hochflexiblem Lastfolgebetrieb der KKW unterstreichen, dass unter den gegebenen Annahmen nicht eine eingeschränkte dynamische Rampenfähigkeit der KKW, sondern deren einzuhaltende Mindestlast die Systemflexibilität für die EE spürbar beschränkt.

6. EE-bezogene Investitions- und Preiseffekte

Die Laufzeitverlängerung führt zu einer durchschnittlichen Verringerung der Strompreise. Dieser prinzipiell positive Effekt führt aber auch zu geringeren Einnahmen für die übrigen Kraftwerke. Unter der Voraussetzung eines Marktprämienmodells betrifft dies auch die EE. Das aktuell in der Diskussion stehende Marktprämienmodell steht dabei für eine EE-Vergütung, die sich aus dem Strommarktpreis plus einer technologieabhängigen Prämie zusammensetzt. Die durch die Laufzeitverlängerung potenziell sinkenden Erträge der EE am Strommarkt müssten dementsprechend durch eine höhere Prämie kompensiert werden.

Durch die Laufzeitverlängerung erhöht sich die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen. Im Modelljahr 2030 ergeben sich ohne Laufzeitverlängerung in circa 1.950 Stunden negative Preise. Mit Laufzeitverlängerung (12 Jahre, bedingt flexibler Lastfolgebetrieb) kommt es dazu in 2.600 Stunden. Durch einen hochflexiblen Lastfolgebetrieb der KKW wird die Anzahl der negativen Preisstunden dagegen leicht reduziert (bis zu 1.800 Stunden).

Im Fall eines bedingt flexiblen Lastfolgebetriebes der KKW steigt die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen (-150 Euro/MWh) so stark, dass die durchschnittlichen Strompreise negativ werden. Dieser Effekt zeigt, dass bei hohen EE-Anteilen die aktuellen Regelungen zur Abregelung von EE und negativen Strompreisen nicht mehr angemessen sind.

Die Laufzeitverlängerung kann zu einem erhöhten Anreiz für den Speicherausbau führen, da über eine größere Zahl von Stunden ein niedriger Strompreis vorliegt, der zur Energieeinspeicherung motiviert. Dies gilt vor allem für einen bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb der KKW. Der sich verändernde Speicherausbau ist in den Szenarien berücksichtigt. Jährliche Gewinne der Speicher liegen im Modelljahr 2030 bei 400 Euro/kW ohne Laufzeitverlängerung und bei 500 Euro/kW mit.

Der bedingt flexible Lastfolgebetrieb der KKW erzwingt einen Betrieb in Stunden mit negativen Preisen, da für die KKW kurzfristige Lastabsenkungen nicht möglich sind. Die KKW-Betreiber müssen daher in diesen Stunden für die Stromerzeugung 150 Euro/MWh zahlen. Die resultierenden Gewinneinbußen sind für die Betreiber ein Anreiz, auf eine Abschaffung der EE-Vorangregelung hinzuwirken. Im Strommarkt würde dies einem minimalen Marktpreis von 0 Euro/MWh entsprechen, bei dem die Abregelung der EE-Einspeisung erfolgen würde. Ein Vergleich der beiden Marktregelungen zeigt für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung und einem bedingt flexiblen Lastfolgebetrieb der KKW Gewinneinbußen von 45 % für die Betreiber auf. Der jährliche Gewinn pro installiertes MW sinkt mit der Vorangregelung von 330.000 auf 180.000 Euro. Bei einer eingeschränkten Flexibi-

^
› IV. Kompatibilität einer Laufzeitverlängerung von KKW mit EE-Ausbaenzielen
v

lität der KKW besteht daher ein großes Interesse seitens der Betreiber, die EE-Vorrangregelung zur Diskussion zu stellen.

7. Klimapolitische Effekte

Die gegenwärtigen spezifischen CO₂-Emissionen im Stromsektor von ca. 575 g/kWh reduzieren sich durch den EE-Ausbau bis 2030 auf etwa 220 g/kWh. Eine 12-jährige Laufzeitverlängerung der KKW geht einher mit einer weiteren deutlichen Reduktion auf 120 g/kWh. CO₂-Preiseffekte durch den Emissionshandel sind dabei vernachlässigt (fester CO₂ Preis für jedes Modelljahr).



Internationaler Vergleich

V.

Für einen Vergleich zwischen den deutschen KKW und denen im Ausland hinsichtlich ihrer Lastfolgefähigkeit wurde eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt. Unter anderem wurden die Journale »Nuclear Energy« und »Nuclear Science and Engineering« der American Nuclear Society systematisch ausgewertet. Außerdem wurden im Auftrag des Deutschen Bundestages vom Gutachterteam der Ecofys GmbH und des Lehrstuhls für Nukleartechnik der TU München, Expertengespräche mit Fachleuten aus dem Ausland (Großbritannien, Frankreich, Belgien, Finnland, Schweden, Spanien, USA) sowie aus Deutschland (Institute for Safety and Reliability GmbH (ISaR), GRS, E.On) geführt.

Leider ergab sich im Allgemeinen nur die generelle Antwort, dass in den betreffenden Ländern (außer in Frankreich und Belgien) keine Lastfolge betrieben wird und somit keine oder kaum lastfolgebedingte Erfahrungen vorliegen. Aufgrund der restriktiven Informationspolitik waren Berichte aus der alltäglichen betrieblichen Praxis, die hier von besonderem Interesse gewesen wären, kaum zu erhalten. In der Regel werden nur Informationen allgemeiner Natur kommuniziert.

Im September 2013 organisierte die IAEA einen internationalen Expertenworkshop »Technical Meeting on Flexible (Non-Baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants«. Für die Erstellung des vorliegenden Hintergrundpapiers wurden die Präsentationen dieses Workshops⁵ sowie einige neuere Veröffentlichungen gesichtet und die Ergebnisse hier zusammengefasst.

Einen Spezialfall stellt Großbritannien dar. Dort werden (bis auf den DWR Sizewell B) nur KKW der Typen Magnox und AGR betrieben. Dabei handelt es sich um Reaktoren, die nicht wie sonst in Europa üblich mit Wasser, sondern mit Kohlendioxidgas gekühlt werden. Diese sind mit der Grundannahme des Betriebs in der Grundlast konzipiert worden. Ein flexibler Kraftwerksbetrieb ist daher bei diesen Anlagen von vornherein ausgeschlossen bzw. nur in äußerst engen Grenzen möglich (Hanney 2013; Pouret/Nuttall 2007).

Allein die Tatsache, dass in einem Land die KKW keinen Lastfolgebetrieb einsetzen, erlaubt jedoch keine Rückschlüsse auf die Frage, ob der Lastfolgebetrieb nicht möglich oder unsicher ist. In Ländern wie beispielsweise den USA, Spanien, Finnland oder Schweden liegen große Anteile an flexibel steuerbaren Energiequellen wie Speicherwasserkraft und Gas vor und es sind vergleichsweise wenig fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne im Energiemix vorhanden. Der Bedarf an einem flexiblen Betrieb der KKW ist daher begrenzt. In diesen Ländern bietet es sich daher für die Energieversorgungsun-

5 www.iaea.org/NuclearPower/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE.html



ternehmen an, Lastfolgebetrieb bei KKW zu vermeiden – zumal KKW-Anlagen schon allein aus ökonomischen Gründen vorzugsweise im Volllastbetrieb gefahren werden.

Ein Blick nach Frankreich

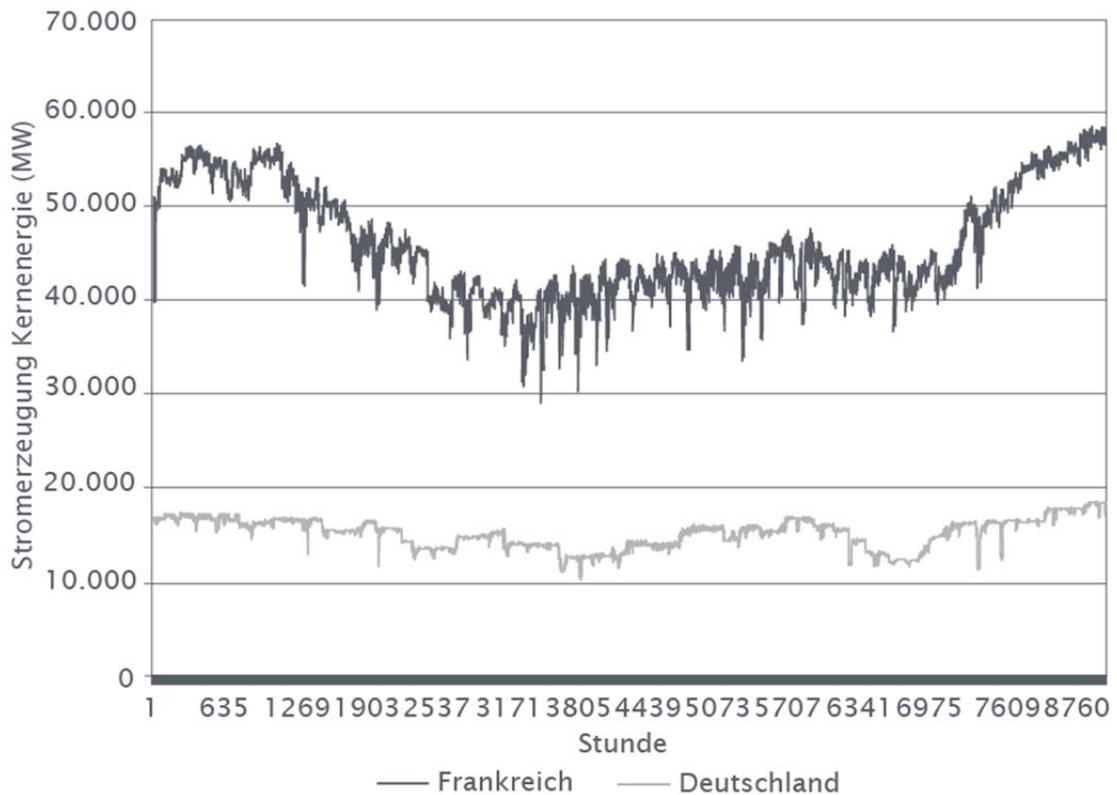
Da die KKW hinsichtlich ihrer technischen Anlagen und ihrer Auslegung in den beiden Ländern recht ähnlich sind, bietet sich ein Vergleich an. Allerdings sind die Stromsysteme so verschieden, dass der systembedingte Betrieb der KKW keinen direkten Rückschluss auf die technischen Möglichkeiten der Anlagen erlaubt. So beruht das deutsche Stromsystem größtenteils auf fossilen Kraftwerken und einem wachsenden Anteil EE. Frankreichs Stromversorgung basiert dagegen zu etwa 75 % auf Kernenergie und zu 15 % auf Wasserkraft.

Der staatlich kontrollierte französische Stromversorger Electricité de France (EdF) betreibt zurzeit eine Flotte von 58 DWR mit einer installierten Leistung von insgesamt 63 GW. Dementsprechend bietet sich verstärkt die Möglichkeit, die Betriebsweise der gesamten Kraftwerksflotte zu optimieren und z.B. Lastschwankungen auf einzelne KKW zu verteilen. So können beispielsweise einige KKW vollständig abgefahren und andere dafür auf voller Leistung betrieben werden. Außerdem ist der Anteil fluktuierender Energiequellen, also Wind und PV, in Frankreich gering, sodass sich daraus keine erhöhten Anforderungen an den Lastfolgebetrieb ableiten lassen. Nur die Schwankungen der ursprünglichen Stromnachfrage (und nicht einer volatileren Residuallast nach EE-Einspeisung) sind daher durch die KKW und Wasserkraftwerke auszugleichen. Die hohe Flexibilität der Wasserkraftwerke ist hierbei von Vorteil.

Der nach dem Einsatz der Wasserkraft verbleibende Flexibilitätsbedarf wird durch einen Lastfolgebetrieb der KKW-Anlagen abgedeckt (WNA 2015). Der jährliche Verlauf der aggregierten Stromerzeugung aus Kernenergieanlagen in Frankreich ist in Abbildung V.1 wiedergegeben (Daten aus RTE 2011) und der deutschen Kernenergiestromerzeugung gegenübergestellt (Daten aus EEX 2011).

Die Abbildung V.1 scheint auf einen flexibleren Betrieb der KKW in Frankreich hinzudeuten. Dieser Eindruck entsteht aber auch durch die höhere französische Durchschnittsproduktion und die damit verbundenen höheren saisonalen Schwankungen. Werden beide Kurven auf die durchschnittliche jährliche Stromproduktion normiert, erkennt man, dass die Variabilität derzeit in beiden Ländern durchaus vergleichbar ist (Abb. V.2).

Abb. V.1 Stromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich und Deutschland 2010



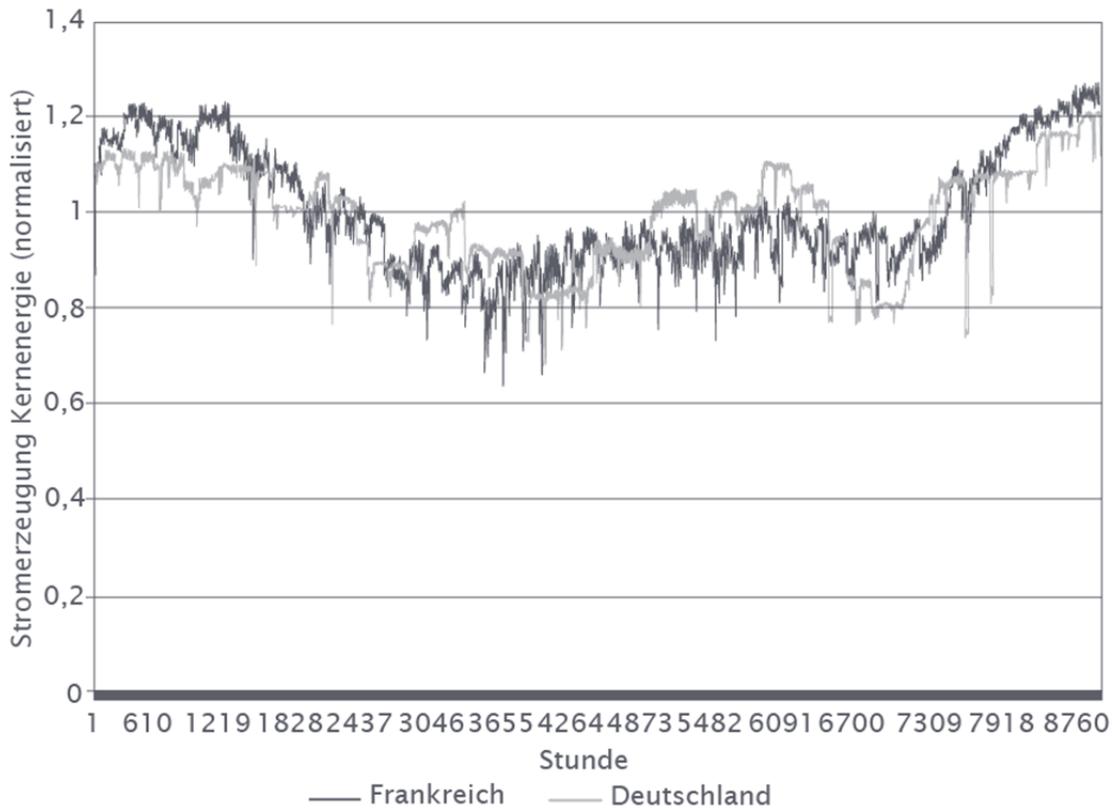
Quelle: Ecofys 2011

Dies lässt sich auch anhand der statistischen Kenngröße Volatilität⁶ feststellen. Dieser Wert fällt in Frankreich mit rund 13 % nur geringfügig höher aus als in Deutschland mit rund 11 %. Diese Zahlen deuten auf eine vergleichbare Flexibilität des gegenwärtigen Betriebes der KKW (als Portfolio betrachtet) in Frankreich und in Deutschland hin.

Ein weiteres Argument deutet in dieselbe Richtung: Insgesamt sind in Frankreich 63 GW an KKW-Kapazitäten installiert. Die Produktion sinkt (abgesehen von 1 Stunde) niemals unter einen Wert von 30 GW. Die aggregierte französische Produktion sinkt daher nie unter 50 % der installierten KKW-Leistung. Daher besteht keine zwingende Notwendigkeit, dass Kraftwerke im unteren Leistungsbereich, also im Bereich zwischen 0 und 50 % betrieben werden, vor allem da in der Regel nicht die gesamte installierte Leistung zur Verfügung steht, weil immer einige Kraftwerke in Revision sind (insbesondere im Sommer).

⁶ Die Volatilität einer Datenreihe ist gleich ihrer Standardabweichung geteilt durch den Mittelwert.

Abb. V.2 Normalisierte Stromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich und Deutschland 2010



Quelle: Ecofys 2011

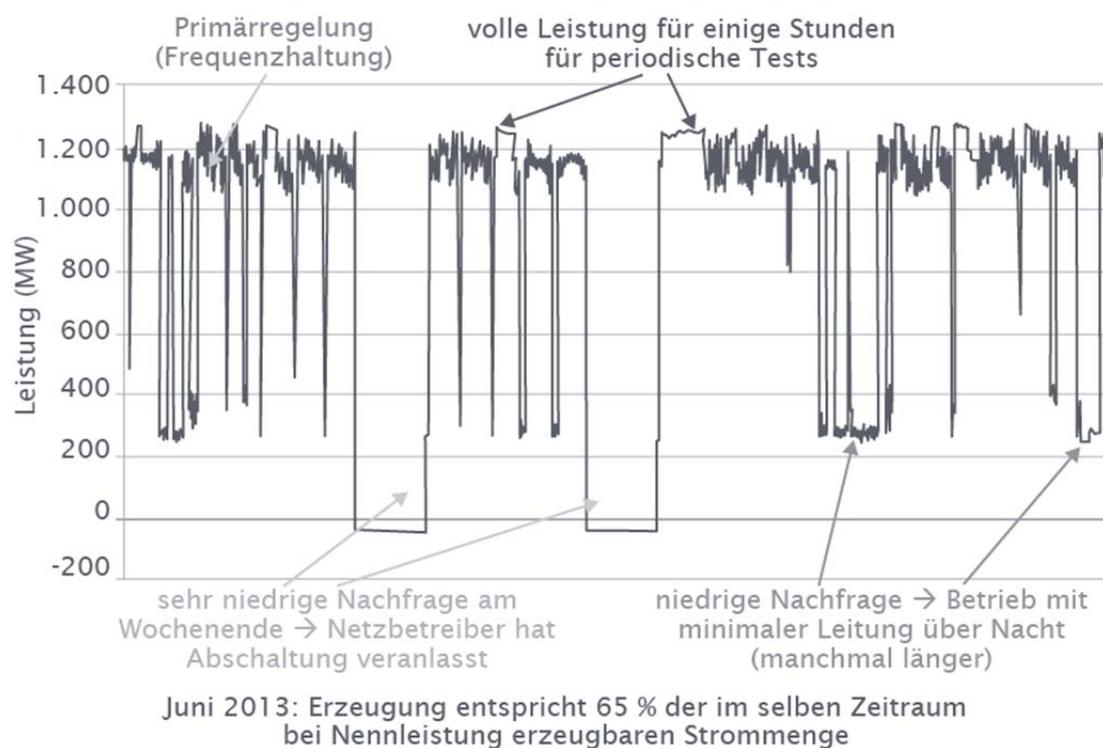
Diesbezügliche Nachfragen ergaben, dass in der Tat der Kraftwerkseinsatz in Frankreich sich so gestaltet, dass der flexible Betrieb der KKW im oberen Leistungsbereich erfolgt und bei Zeiten geringer Stromnachfrage (Wochenende) einige KKW komplett heruntergefahren werden. Dabei kann sich aber der obere Leistungsbereich über einen weiteren Bereich erstrecken als er hier definiert wurde ($> 50\%$). So ist auch dokumentiert, dass einzelne Kraftwerke regelmäßig bis auf 30% abfahren (OECD NEA 2011), wobei nicht bekannt ist, ob diese Betriebsart für die meisten französischen Kraftwerke möglich ist oder nur bei Ausnahmekraftwerken eingesetzt wird. Die KKW scheinen in Frankreich daher unter Vorbehalt weiterer Untersuchungen flexibler betrieben zu werden als in Deutschland.

Ein konkretes Beispiel hierfür wird in EDF (2013) angeführt. Hier sind die Betriebsdaten des Blocks 2 des KKW Golfech im Monat Juni 2013 aufgeführt (Abb. V.3). Dabei handelt es sich um einen DWR mit einer installierten Leistung von 1.363 MW brutto, der 1994 in Betrieb genommen wurde. Er liegt im Südwesten Frankreichs an der Garonne. Man erkennt, dass der Block zweimal

komplett heruntergefahren worden ist (offenbar an den Wochenenden 8./9. sowie 15./16. Juni), die Leistung regelmäßig (bis auf die 3. Woche praktisch jede Nacht) auf etwa 20 % abgesenkt wurde und er in der übrigen Zeit fast immer an der Primärregelung (Frequenzhaltung) teilgenommen hat. Weiterhin ist ersichtlich, dass er an zwei Zeitpunkten (am Mittwoch, 12. Juni, sowie am Montag, 17. Juni), zur Durchführung »periodischer Tests«, mit voller Leistung gefahren wurde.

Abb. V.3

Lastfolgebetrieb des KKW Golfech 2

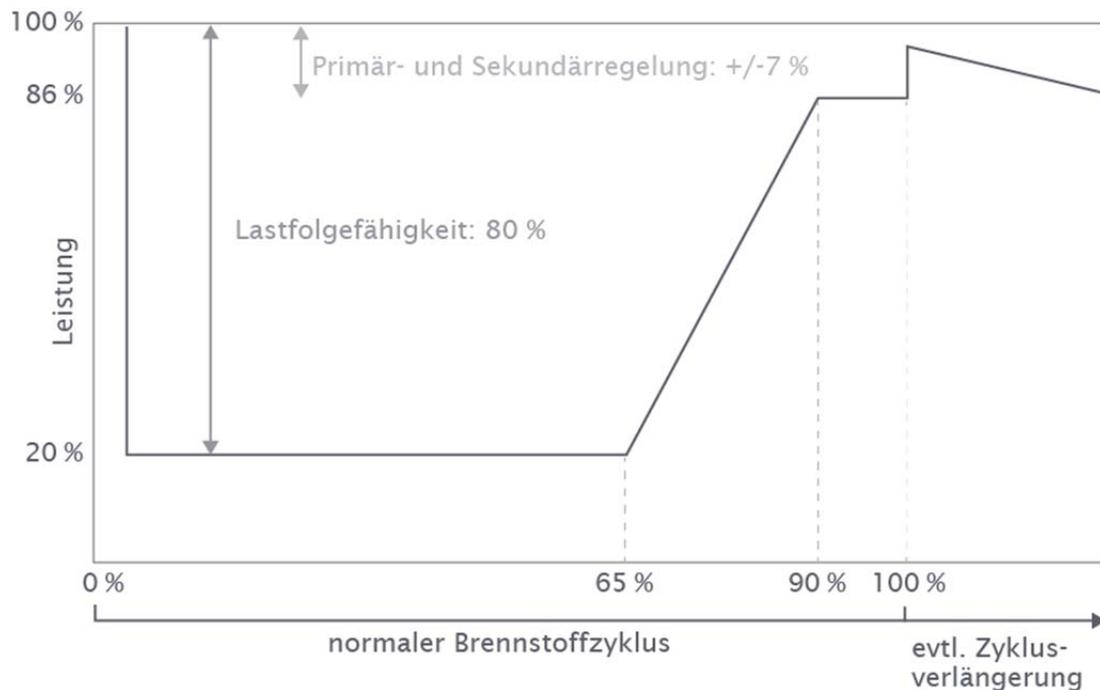


Quelle: EDF 2013, S. 8

Über die technischen und betrieblichen Bedingungen und Konsequenzen des Lastfolgebetriebs konnten aus aktuellen Publikationen und Präsentationen einige Informationen zusammengetragen werden, die zwar kein umfassendes Bild ergeben – vor allem hinsichtlich ökonomischer bzw. sicherheitsrelevanter Fragestellungen –, aber dennoch recht aufschlussreich sind.

Als typisches Lastfolgeprogramm wird meist der Zyklus 12-3-6-3 genutzt. Dies bedeutet, dass auf 12 Stunden mit 100 % Leistungsabgabe 3 Stunden folgen, in denen die Leistung kontinuierlich heruntergefahren wird. Anschließend wird das Niveau von 50 % über 6 Stunden gehalten, um dann über die nächsten 3 Stunden wieder auf 100 % angehoben zu werden (Elforsk 2012, S. 12).

Abb. V.4 Flexibilität französischer DWR während eines Brennstoffzyklus



Quelle: EDF 2013, S. 6

Dieser Zyklus kann während etwa 85 % des Brennstoffzyklus genutzt werden. In Frankreich wird der Brennstoff in einem 12 bis 16 Monate dauernden Zyklus genutzt (Abb. V.4). Typischerweise wird eine neue Brennstoffbeladung am Anfang zunächst für einige Tage eingefahren («fuel conditioning»). Die letzten ca. 60 Tage werden in einem Coast-down-Betrieb mit abgesenkter Leistung gefahren. Dies dient vor allem dazu, einen günstigen Zeitpunkt für den Brennstoffwechsel (möglichst im Sommer zu Zeiten niedrigen Bedarfs) anzusteuern. Während dieser Zeiten, am Anfang sowie am Ende des Zyklus, wird normalerweise kein Lastfolgebetrieb durchgeführt (Elforsk 2012, S.7 u. 12). Hinzu kommt meist 1 Tag in der Woche plus 2 Tage im Monat, in denen die Anlage zu Test- und Messzwecken mit 100% gefahren wird (EDF 2013, S.6). Eine Mindestlast von lediglich 20% ist nur am Anfang des Brennstoffzyklus möglich (während der ersten 65% des Zyklus). Anschließend erhöht sich die einzuhaltende Mindestlast sukzessive. Am Ende des Zyklus ist dann keine Lastfolge mehr möglich, sondern es wird nur Primär- und Sekundärreserve vorgehalten (d.h. eine Leistungsabsenkung um max. 14%).

Es ist klar, dass der Lastfolgebetrieb an die Betriebsmannschaften der Kraftwerke hohe Anforderungen stellt. Demzufolge werden diese regelmäßig diesbezüglich trainiert und fortgebildet (u. a. an Simulatoren) (EDF 2013).

Hinsichtlich ökonomischer und sicherheitstechnischer Aspekte des Lastfolgebetriebes liegen für Frankreich keine aussagekräftigen Informationen vor, insbesondere hinsichtlich einer Zuordnung von Zwischen- und Störfällen im Zusammenhang mit dem Lastfolgebetrieb. Die EDF lieferte keine Auskünfte bei diesbezüglichen Anfragen und auch der GRS und der ISaR sind derlei Informationen nicht bekannt oder nicht zugänglich. Es konnten also keine Rückschlüsse vom französischen Kraftwerksbetrieb auf die Sicherheitsrelevanz des Lastfolgebetriebs getroffen werden. Auch die Gutachten der GRS (1990, 2010) geben keine Anhaltspunkte für Zusammenhänge zwischen Störfällen und Lastfolgebetrieb bei deutschen KKW-Anlagen. Die Problematik der Verfügbarkeit und Vertrauenswürdigkeit solcher Informationen wurde damit als Diskussionspunkt für den Sicherheitsworkshop identifiziert.

Einige diesbezügliche Informationen konnten aus neueren Veröffentlichungen extrahiert werden, eine unabhängige Nachprüfung oder Validierung war aus den genannten Gründen nicht möglich.

Defekte an Brennstäben

Offenbar scheint der Lastfolgebetrieb keine primäre Ursache für ein erhöhtes Auftreten von Brennstabdefekten aufgrund der Brennstoffpellet-Hüllrohr-Wechselwirkungen (Aufquellen des Brennstoffs aufgrund thermischer bzw. Neutronenbeanspruchung führt zu Rissen im Hüllrohr) zu sein. Dies wurde zwischen 1982 und 1986 untersucht mit dem Ergebnis, dass diese Defekte nicht zunahmten (bzw. sogar leicht zurückgingen), obwohl die Anzahl der Laständerungsvorgänge von 200 auf 1.500 angestiegen ist (Elforsk 2012, S.7). Allerdings können bereits bestehende Schäden durch den Lastfolgebetrieb verschlimmert werden. Daher wird die Lastfolge in diesen Fällen reduziert oder ganz ausgesetzt (EDF 2013).

Wartung

Zum einen führt der Lastfolgebetrieb zu einem erhöhten Wartungsaufwand während der üblichen Revisionen. Zum anderen wird auch ein vorbeugendes Wartungsprogramm auf die Betriebsbedingungen der Lastfolge angepasst (EDF 2013).

Den erhöhten Wartungsaufwand für KKW im Lastfolgebetrieb versuchten Bruynooghe et al. (2010) auf Grundlage einer statistischen Auswertung von öffentlich verfügbaren Produktionsdaten von KKW in Europa zu quantifizieren. Sie identifizierten drei Systeme, die einen erhöhten Wartungsaufwand aufwiesen:



- › das Reaktorhilfssystem inklusive der Aufbereitung des Primärkühlmittels und des chemischen und Mengenkontrollsystems;
- › das Mess- und Regelsystem inklusive des Antriebs für die Steuerstäbe;
- › das Sicherheitssystem inklusive des Notkühlsystems;
- › Für jedes dieser drei Systeme wurde ein durchschnittlicher zusätzlicher Wartungsaufwand von etwa 20 Stunden im Jahr ermittelt.

Zuverlässigkeit

Es scheint so zu sein, dass in Grundlast betriebene KKW eine etwas höhere Zuverlässigkeit aufweisen als solche, die im Lastfolgebetrieb sind. Im Vergleich schneiden zehn 900 MW-Reaktoren, die seit 2000 unter Vollastbedingungen laufen, bei ungeplanten Ausfällen (»forced loss rate«⁷) um etwa 25 % besser ab als 24 Reaktoren, die in Lastfolge betrieben werden (für das Jahr 2012: 1,4 % verglichen mit 2 %). Eine eindeutige Zuordnung zum Lastfolgebetrieb als kausale Ursache konnte jedoch nicht getroffen werden (EDF 2013).

Unterstützung der Integration von fluktuierenden EE in Frankreich

Loisel et al. (2014) haben untersucht, ob die Flexibilität des nuklearen Kraftwerksparks ausreicht, um einen höheren Anteil Windkraft in das französische System zu integrieren. Für das Zieljahr 2030 wurde ein – aus deutscher Perspektive sehr moderater – Anteil Windenergie angenommen: Bei einer installierten Kapazität von 57 GW Kernenergie waren dies 28 GW Wind (on-/offshore). Der Anteil an der Stromerzeugung betrug somit nuklear: 70 %, Wind: 11 %.

Die Studie kommt zu der Schlussfolgerung, dass es möglich ist die Windkraft vollständig zu integrieren, eine Abregelung ist nur in vernachlässigbarem Ausmaß erforderlich (0,002 % des erzeugten Windstroms).

Bei dem angenommenen (geringen) Windanteil kommt der für Deutschland im Jahr 2030 identifizierte Systemkonflikt allerdings überhaupt nicht zum Tragen: Die Erfordernis, KKW regelmäßig im unteren Lastbereich (z. B. ~ 20 %) zu fahren oder für kurze Perioden ganz abzuschalten.

7 Die »forced loss rate« ist die durch ungeplante Ausfälle verlorengangene Energiemenge bezogen auf die ohne dieses Ausfälle erzeugbare Energiemenge in einer Betriebsperiode (genaue Definition unter www.iaea.org/PRIS/Glossary.aspx).

Bedingungen des Lastfolgebetriebs in Belgien

Auch in Belgien werden in gewissem Umfang KKW im Lastfolgebetrieb gefahren. Die Bedingungen hierfür sollen ausgeweitet werden. Hierzu ist (Stand 2013) eine Machbarkeitsstudie im Gang (Electrabel 2013).

Tab. V.1 Bedingungen des Lastfolgebetriebs in Belgien

	praktiziert	angestrebt*
max. Lastabsenkung um	25 %	50 %
max. Gradient	1 %/min	1 %/min
max. Dauer der Absenkung	6 h	72 h
min. Zeit zwischen zwei Absenkungen	72 h	72 h
max. Anzahl der Zyklen	3 bis 5 in 12 Monaten	30 in 12 Monaten

* Machbarkeitsstudie im Gang

Quelle: Electrabel 2013

Fazit internationaler Vergleich

Die Erfahrungen in Frankreich belegen zwar, dass Lastfolgebetrieb mit KKW im täglichen Routinebetrieb praktiziert werden kann, allerdings ist das französische Stromsystem grundlegend verschieden vom deutschen. Deutschland wird aufgrund des dynamischen Ausbaus der EE, der für die kommenden Dekaden prognostiziert wird, eine Vorreiterrolle spielen, die sich auch hinsichtlich der Anforderungen bemerkbar machen wird, die damit an den konventionellen Kraftwerkspark und insbesondere an die KKW gestellt werden müssen.

Daher können in Frankreich gemachte Erfahrungen nicht ohne weiteres auf die zukünftige deutsche Situation übertragen werden. Die Beurteilung der technischen Möglichkeiten und der Sicherheit der KKW-Anlagen bei Lastfolgebetrieb muss daher weitestgehend unabhängig von ausländischen Erfahrungen durchgeführt werden.



Für eine Analyse der Auswirkungen eines Lastfolgebetriebs auf die Kosten- und Erlössituation der KKW sind kraftwerksspezifische Faktoren relevant, vor allem verringerte Erlöse, da aufgrund einer geringeren Anlagenverfügbarkeit und Auslastung weniger Strom erzeugt und vermarktet werden kann, sowie gestiegene Betriebs- und Wartungskosten, da Komponenten öfter inspiziert, gewartet bzw. ausgetauscht werden müssen.

Darüber hinaus spielen aber auch Systemeffekte eine wesentliche Rolle, denn Betriebsstrategien von KKW wirken sich direkt auf die Einsatzreihenfolge von anderen Kraftwerken aus und sind somit mitbestimmend für die Preisfindung an der Strombörse.

Im Folgenden werden zunächst einige grundsätzliche Aspekte aufgezeigt, die die ökonomische Situation von KKW mit und ohne Lastfolgebetrieb charakterisieren. Danach werden betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte sowie Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit mit dem zuvor beschriebenen Modellansatz analysiert.

Da es sich bei einigen der im Folgenden diskutierten Faktoren um Informationen handelt, die wettbewerbsrelevant sind und somit von den Kraftwerksbetreibern zumeist nicht öffentlich gemacht werden, ist die Datenlage spärlich und die Aussagen beruhen oft auf isolierten Angaben, die nicht im Detail unabhängig nachprüfbar sind.

Grundsätzliches

1.

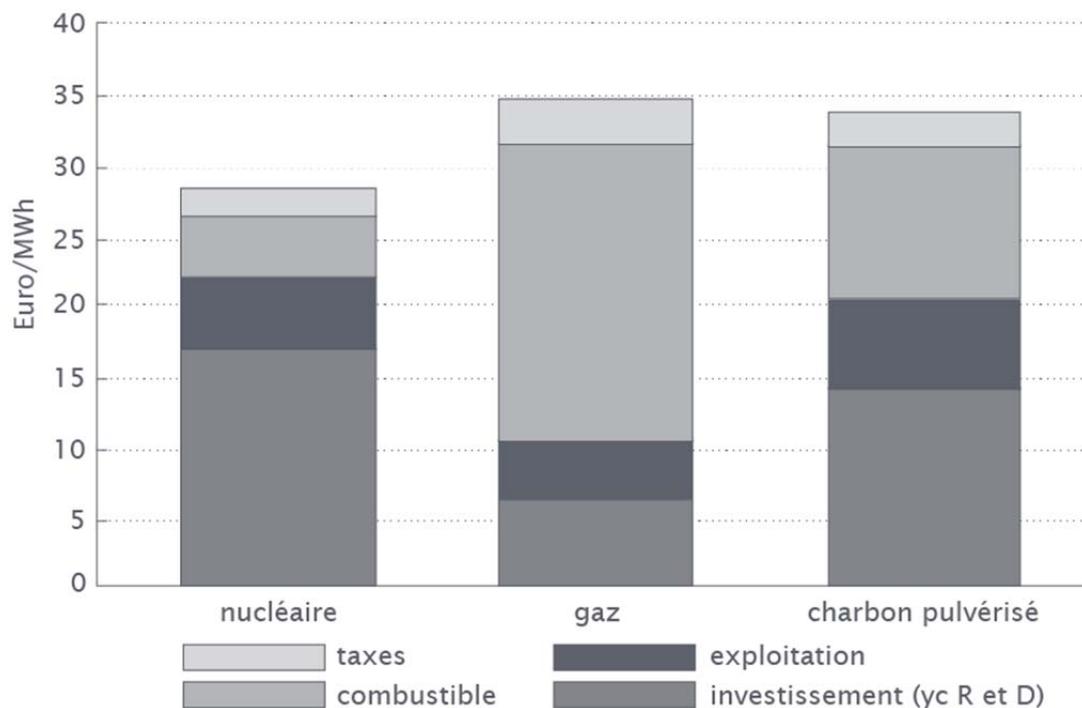
KKW sind im Vergleich zu fossil befeuerten Kraftwerken sehr kapitalintensive Anlagen. Die Investitionskosten machen bei KKW einen Anteil von etwa 60 % an den Erzeugungskosten aus, wohingegen sie z. B. bei Gaskraftwerken lediglich etwa 20 % betragen. Demgegenüber ist bei den Brennstoffkosten das Verhältnis umgekehrt: bei Gaskraftwerken haben diese einen Anteil von über 60 % an den Erzeugungskosten, bei KKW weniger als 20 %. Zur Illustration sind in Abbildung VI.1 die Stromerzeugungskosten von KKW verglichen mit denen von Gas- bzw. Kohlekraftwerken dargestellt (bei voller Auslastung, Diskontsatz 8 %; zu den weiteren Annahmen siehe DGEMP 2003). Allerdings gelten diese Relationen nur für neu gebaute KKW. Bei älteren, abgeschriebenen Anlagen, die ihre Kapitalkosten bereits refinanziert haben, entfällt dieser Kostenblock und die Stromerzeugungskosten fallen dann auf ein sehr niedriges Niveau, das sogenannte goldene Ende (im gezeigten Beispiel auf unter 11 Euro/MWh \cong 0,011 Euro/kWh).



Aus dieser Kostenstruktur folgt ein starkes ökonomisches Motiv, die Produktion von (neuen) KKW in so vielen Stunden im Jahr wie möglich aufrecht zu halten, da die Kapitalkosten auch dann bedient werden müssen, wenn die Anlage nicht produziert. Das bedeutet im Umkehrschluss auch, dass der KKW-Betrieb unrentabel wird, wenn die jährliche Auslastung nicht genügend hoch ist. Die Abbildung VI.2 zeigt diesen Zusammenhang beispielhaft: Bei hoher Auslastung besitzen KKW einen Kostenvorteil gegenüber Kohle- und Gaskraftwerken. Bei weniger als etwa 6.000 Benutzungsstunden im Jahr können Kohlekraftwerke Strom günstiger erzeugen. Bei unter etwa 5.300 Stunden verlieren KKW sogar ihren Kostenvorteil im Vergleich mit Gaskraftwerken.

Abb. VI.1

Kostenstruktur von Kraftwerken



nucleaire: Kernkraftwerk, gaz: Gaskraftwerk, charbon pulvérisé: Kohlekraftwerk
taxes: Steuern, combustible: Brennstoffkosten, exploitation: Betriebskosten,
Investissement: Investitionskosten (inklusive R&D)

Quelle: DGEMP 2003, S. 2

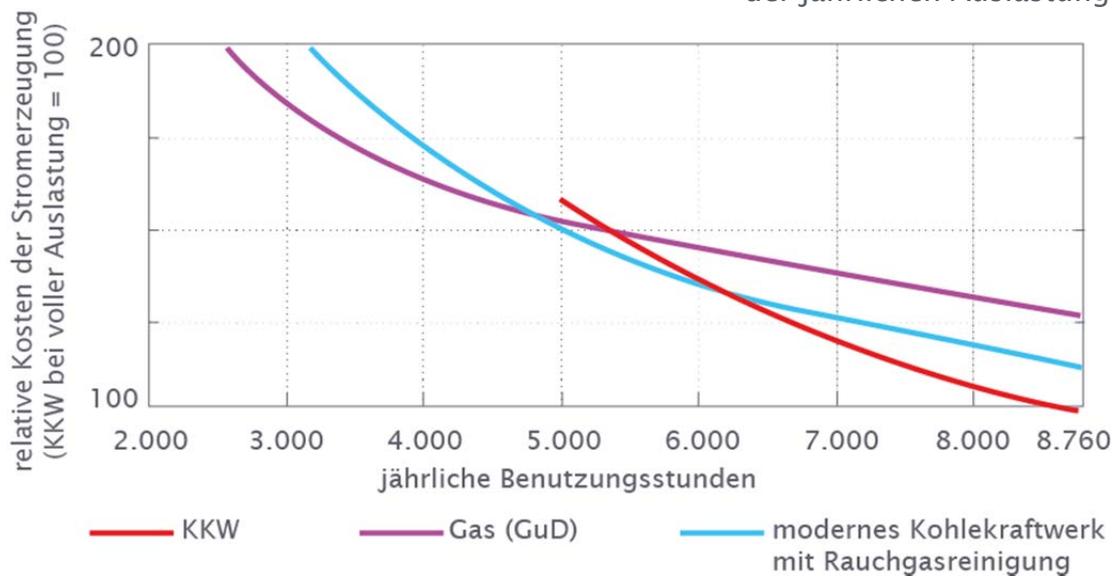
Entgangene Produktion

Ein Kernkraftwerk, das sowohl an der Primär- als auch an der Sekundärregelung teilnimmt, erzeugt im Jahr etwa 7% weniger Strom als wenn es durchgängig bei Nennlast betrieben würde. (Primärregelung findet in einem Bereich $\pm 2\%$, Sekundärregelung $\pm 5\%$, der angestrebten Leistungsabgabe statt).

Ein täglicher Lastfolgebetrieb, etwa nach dem Schema 12-3-6-3 (Kap. V.), würde die Produktion um mehr als 18% schmälern. Einem 1.400-MW-Kraftwerk würde also bei einem angenommenen Preis von 57 Euro/MWh (typischer Preis für einen Baseload-Forward-Kontrakt ein Jahr im Voraus im Jahr 2012) ein Produktionswert von etwa 48,9 Mio. Euro/Jahr (bei Primär- und Sekundärregelung) sowie etwa 125,8 Mio. Euro/Jahr (bei Lastfolgebetrieb nach dem Schema 12-3-6-3) entgehen (OECD NEA 2012, S. 84).

Abb. VI.2

Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von der jährlichen Auslastung



Quelle: MEDDE 2008, S. 3

Wartung

Der Produktionsausfall aufgrund längerer Stillstandzeiten durch Wartung ist ein bedeutender Kostenfaktor bei im Lastfolgebetrieb gefahrenen Anlagen. Es liegen gewisse Erfahrungswerte aus Frankreich vor, die die Verringerung der Verfügbarkeit («availability factor»⁸) auf 0,7 bis 1,4% beziffern (OECD NEA 2012, S. 83). Analog der obigen Beispielrechnung entspricht dies einem ökonomischen Verlust von etwa 4,9 bis 9,8 Mio. Euro/Jahr. Auf der Grundlage einer Analyse verfügbarer Produktionsstatistiken von KKW der IAEA (2008) haben Bruynooghe et al. (2010) eine ähnliche Größenordnung für durch den Lastfolgebetrieb verursachten Wartungsstillstand ermittelt.

⁸ Der «availability factor» ist das Verhältnis der Energie, die eine Anlage produzieren können hätte in der Zeit, in der sie verfügbar war, bezogen auf die Referenzmenge, die bei 100%iger Verfügbarkeit und voller Auslastung in einer Periode erzeugt worden wäre.



Es ist plausibel und durch einige Studien an fossilen Kraftwerken (Kohle, Öl, Gas) belegt, dass eine Korrelation des Lastfolgebetriebs mit einem erhöhten Aufwand für Wartung besteht. Eine Quantifizierung der damit verbundenen Kosten ist allerdings aus methodischen Gründen extrem schwierig. Verglichen mit dem Produktionsausfall aufgrund wartungsbedingten Stillstands spielen die Kosten für den Wartungsaufwand bei KKW jedoch eine untergeordnete Rolle (OECD NEA 2012, S. 83).

Ungeplante Ausfälle

Der Lastfolgebetrieb scheint auch mit einem etwas häufigeren Auftreten ungeplanter Ausfälle einherzugehen. Die »forced loss rate« beträgt bei im Lastfolgebetrieb gefahrenen KKW in Frankreich etwa 2% verglichen mit 1,4% bei in der Grundlast eingesetzten Kraftwerken. Dieser Zusammenhang ist aber nicht ganz eindeutig geklärt (EDF 2013).

Tab. VI.1 Vergleich der Verluste durch entgangene Produktion aufgrund von Lastfolgebetrieb

	Faktor	Mio. Euro p. a.
Referenzerlös (8.760 h bei Nennlast)	100	699,0
<i>Verluste durch</i>		
Primär u. Sekundärregelung	0,07	48,9
12-3-6-3	0,18	125,8
Stillstand wegen Wartung min.	0,007	4,9
Stillstand wegen Wartung max.	0,014	9,8

Angenommen sind ein 1.400-MW-Kraftwerk sowie ein Strompreis von 57 Euro/MWh (typischer Preis im Jahr 2012 für Kontrakte zur Lieferung von Base-load-Strom ein Jahr im Voraus).

Eigene Zusammenstellung mit dem Beispiel aus OECD NEA 2012, S. 84

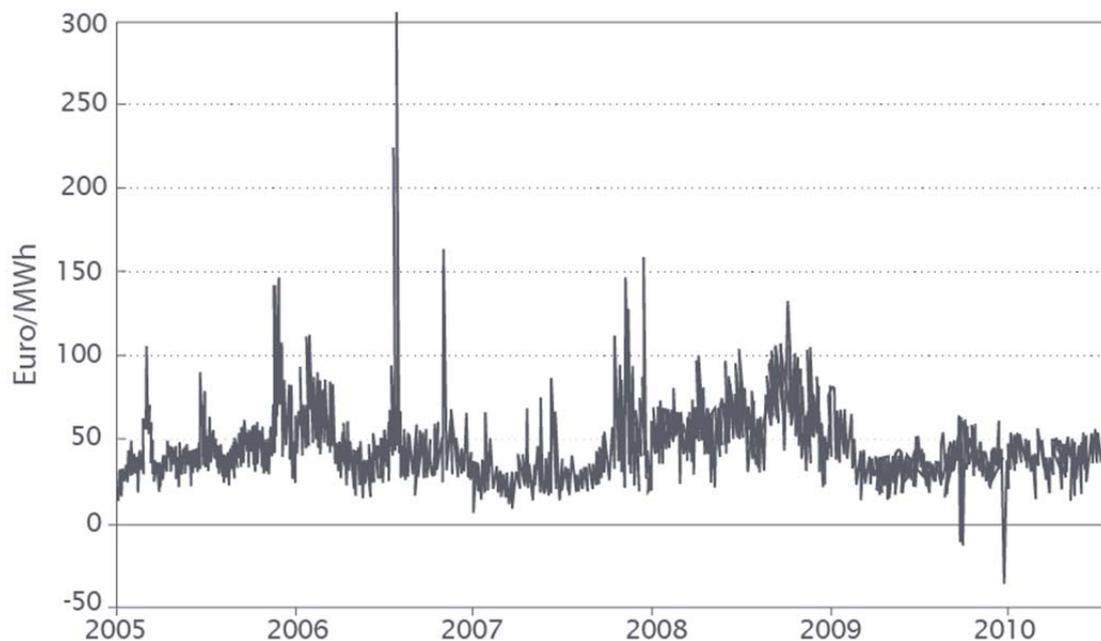
Mechanismen am Strommarkt

Im Folgenden wird diskutiert, welche Effekte bei der Vermarktung des durch KKW erzeugten Stroms an der Strombörse auftreten. Je nach Angebot und Nachfragesituation treten dort charakteristische Preisschwankungen auf. Ohne die Berücksichtigung von technischen bzw. ökonomischen Beschränkungen wie z. B. Anfahrzeiten und -kosten reduzieren alle diejenigen Kraftwerke ihre Produktion bzw. gehen ganz vom Netz, deren variable Betriebskosten höher als der aktuelle Marktpreis sind. Die wesentliche Frage lautet hier: Welchen ökonomischen Wert hat dieser preisinduzierte Lastfolgebetrieb?

Ein im Grundlastbetrieb laufendes Kraftwerk (Annahme: 85 % Verfügbarkeit, d.h. ca. 7.500 Volllaststunden im Jahr) erwirtschaftet den jährlichen Durchschnittspreis abzüglich der variablen Betriebskosten (Betrag G). Im Gegensatz dazu wird ein Kraftwerk im ökonomisch getriebenen Lastfolgebetrieb in den Stunden, in denen der Marktpreis unter die variablen Betriebskosten fällt, seine Produktion einstellen. Der auf diese Weise erwirtschaftete Erlös (L) abzüglich des Betrags G beschreibt den ökonomischen Vorteil durch den Lastfolgebetrieb.

Für ein idealisiertes Kraftwerk, das seine Leistung ohne Zeitverzug im Bereich von 0 bis 100 % einstellen kann, wurde dies mit den Preisdaten aus den Jahren 2005 bis 2010 (Abb. VI.3) beispielhaft berechnet (OECD NEA 2012).

Abb. VI.3 Spotmarktpreis an der Strombörse EEX 2005–2010



Quelle: OECD NEA 2012, S. 85

Im Ergebnis zeigt sich, dass Kraftwerke mit hohen variablen Betriebskosten wesentlich deutlicher vom Lastfolgebetrieb profitieren: Beispielsweise verzeichnet ein Gas-Kraftwerk mit 40 Euro/MWh variablen Betriebskosten im Lastfolgebetrieb einen um 76 % gesteigerten Profit gegenüber dem Grundlastbetrieb. Auch in Jahren, in denen der durchschnittliche Strompreis unterhalb von 40 Euro/MWh liegt, kann mit dem Lastfolgebetrieb ein Profit erzielt werden. Im Gegensatz dazu liegt der ökonomische Wert des Lastfolgebetriebs für ein KKW (mit angenommenen variablen Betriebskosten von 10 Euro/MWh) lediglich bei 0,5 % (OECD NEA 2012, S. 86).



Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss es hat, wenn die Erzeugungseinheit nicht spontan, sondern mit einer endlichen Geschwindigkeit geregelt bzw. wenn ein minimales Lastniveau nicht unterschritten werden kann. Als wesentlich bedeutsamerer Faktor stellte sich das Lastniveau heraus: Wenn die minimale Last (wie im idealisierten Fall) Null ist, ist der Wert der Flexibilität etwa 6.000 Euro/MW, bei 25 % der Nennlast lediglich 4.500 Euro/MW, bei 50 % etwa 3.000 Euro/MW und bei 75 % nur noch 1.500 Euro/MW (OECD NEA 2012, S. 89).

Negative Strompreise

Ein für Laien seltsam anmutendes Phänomen ist die Tatsache, dass der Strompreis an der Börse auch negative Werte annehmen kann. In diesem Fall bezahlen Erzeuger Geld dafür, damit ihnen Strom abgenommen wird. Dies geschieht in Stunden, in denen ein Überangebot vorliegt, d. h. wenn die Stromerzeugung höher ist als die Nachfrage. Im Jahr 2013 betraf dies 64 Stunden (Agora 2014).

Ein solches Überangebot entsteht typischerweise in Stunden, in denen ein hohes Dargebot an EE vorliegt. Analysen der Erzeugungsstruktur zeigen jedoch, dass der EE-Anteil in diesen Stunden in der Vergangenheit nie mehr als 65 % betragen hat (Agora 2014), d. h., dass ein substantieller Anteil an konventionellen Kraftwerken (fossile und KKW) am Netz war, obwohl der erzeugte Strom zu einem negativen Preis verkauft werden musste. Diese Kraftwerke haben also aus technischen, betrieblichen oder ökonomischen Gründen ihre Produktion in den betreffenden Stunden nicht gedrosselt (drosseln können). Das Auftreten negativer Strompreise ist somit ein Indikator für fehlende Flexibilität im konventionellen Kraftwerkspark (EWI 2010).

Betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte

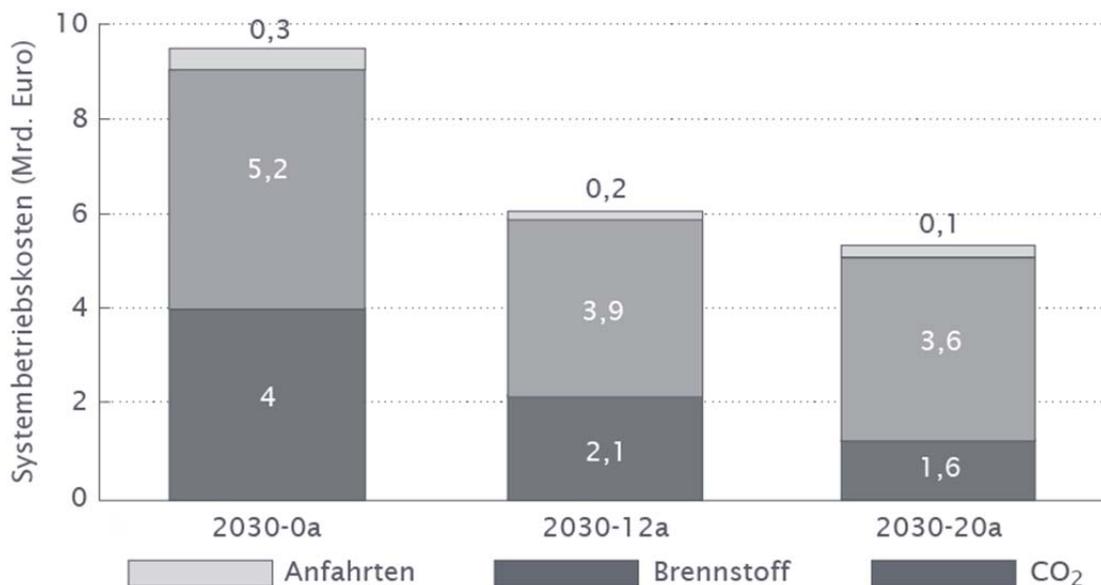
2.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der modellgestützten Analyse hinsichtlich der betriebs- und volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Lastfolgebetriebs einerseits und der Szenarien einer Laufzeitverlängerung um 12 bzw. 20 Jahre andererseits wiedergegeben. Dazu werden Parameter untersucht, die als Kennziffer für das Gesamtsystem bzw. das jeweilige Szenario stehen können. Die vorgestellten Größen beziehen sich u. a. auf die Systemkosten, die Emissionen und die Strompreise. Im darauf folgenden Kapitel VI.3 werden Investitionseffekte diskutiert.

Die Stromerzeugung mittels Kernenergie ist mit geringen variablen Kosten verbunden, da die Investitionskosten den größten Anteil der Stromerzeugungs-

kosten ausmachen. Dementsprechend führt ein höherer Anteil an Kernenergie zu geringeren Betriebskosten im Stromsystem. In den Betriebskosten sind die Kosten für Brennstoffe, Emissionen und Anfahren enthalten. Die EEG-Vergütungen für die Einspeisung aus EE, die implizit die Investitionskosten und Gewinnmargen der EE-Betreiber decken, sind dabei nicht enthalten. Die Betriebskosten für das Modelljahr 2030 und die unterschiedlichen Laufzeitverlängerungen sind in Abbildung VI.4 aufgeführt. Laufzeitverlängerung führt zu einer Abnahme der Brennstoffkosten und der CO₂-Kosten. Auch die (summierten) Anfahrkosten bei den fossilen Kraftwerken reduzieren sich, da diese insgesamt weniger eingesetzt werden. In den KKW entstehen bei bedingt flexiblem Betrieb keine Anfahrkosten, da kurzfristige Abfahrten nicht modelliert sind. Nur im Flex0-Szenario sind Anfahrkosten (gemäß Kapitel II.3) berücksichtigt.

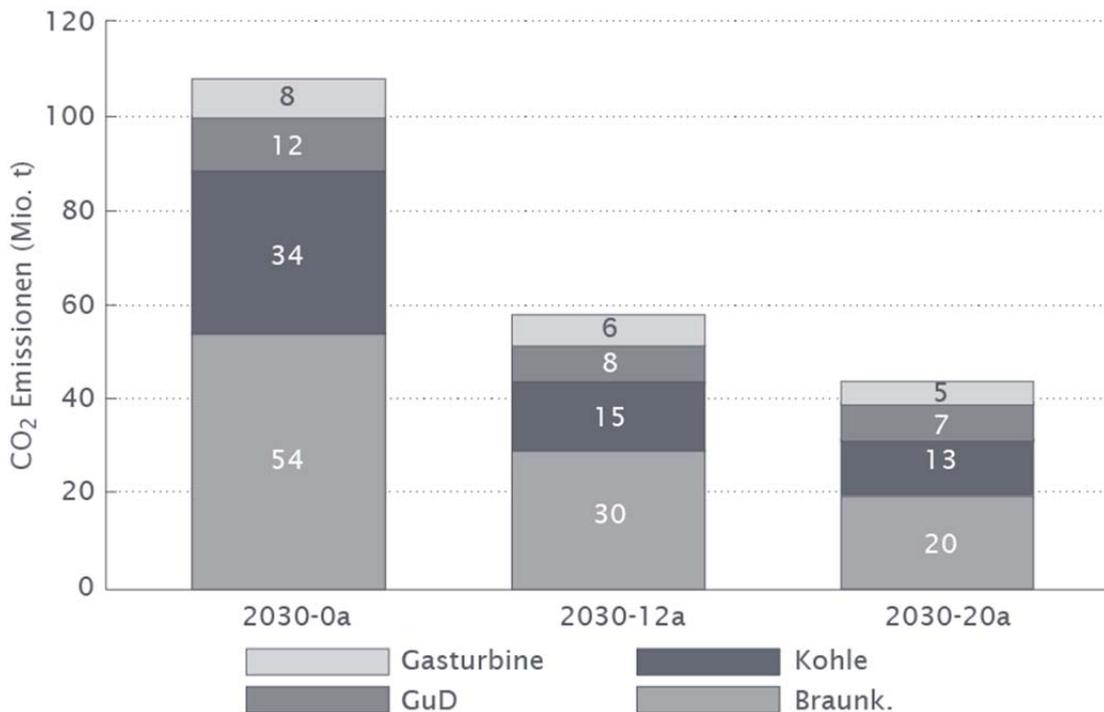
Abb. VI.4 Jährliche Betriebskosten im Stromsystem für das Modelljahr 2030 und verschiedene Laufzeitverlängerungen bei bedingt flexiblem Betrieb der KKW



Quelle: Ecofys 2011

Entsprechend zu der Abnahme der CO₂-Kosten ergibt sich auch eine Abnahme der CO₂-Emissionen, die während der Stromerzeugung entstehen (Abb. VI.5). Durch eine 12-jährige Laufzeitverlängerung können die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung um annähernd 50 % reduziert werden. Insbesondere Braunkohle- und Steinkohleemissionen werden verringert, bei Steinkohle um 56 %. Der Emissionsausstoß bei Gasturbinenkraftwerken nimmt dagegen nur um 25 % ab.

Abb. VI.5 Emissionen im Stromsystem für das Modelljahr 2030 mit bedingt flexiblem Betrieb für verschiedene Laufzeitverlängerungen



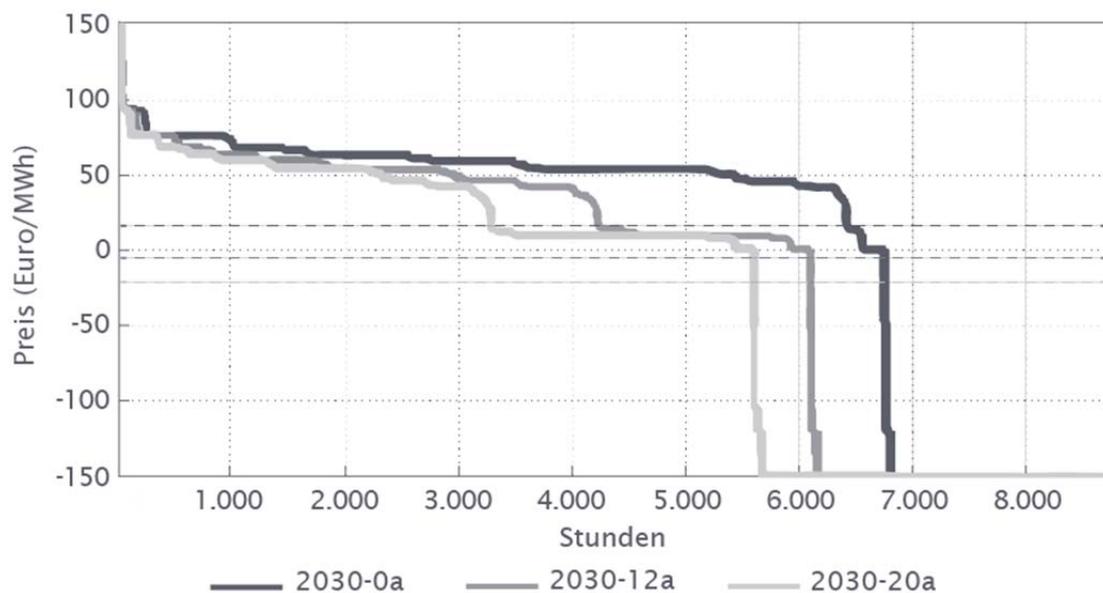
Quelle: Ecofys 2011

Die Unzulänglichkeit des aktuellen Marktdesigns zeigt sich bei der Analyse der Strompreise. Im Basisszenario wird von einer bevorzugten Einspeisung aus EE ausgegangen. Eine Abregelung findet daher nur statt, wenn der Strompreis unter -150 Euro/MWh fällt. Der EE-Strom wird demnach unter Kosten vom Übertragungsnetzbetreiber am Strommarkt verkauft. Im Modelljahr 2030 liegt nun in vielen Stunden ein Überangebot an EE vor. In allen diesen Stunden ergibt sich dann ein (negativer) Marktpreis von -150 Euro/MWh.⁹ Der durchschnittliche Strompreis fällt aufgrund dieses Sachverhaltes gering aus (durch die waagerechten gestrichelten Linien in Abbildung VI.6 angezeigt). Im Basisszenario ergibt sich außerdem eine vermehrte Abregelung von EE-Einspeisung durch die Laufzeitverlängerung. Negative Preisstunden treten also noch häufiger auf und

9 Negative Strompreise sind im Modell bei -150 Euro/MWh gedeckelt. Es wird angenommen, dass die EE-Einspeisung bei einem Strompreis über diesem Wert nicht abgeregelt wird. Dies entspricht der heutigen Vorrangregelung. Die aktuelle Marktregel (Stand: 2010) sieht vor, dass der EEG-Strom in der Regel preisunabhängig und im Fall von negativen Preisen für höchstens -150 Euro/MWh von den ÜNB im Spotmarkt anzubieten ist (vgl. Ausgleichsmechanismus Ausführungsverordnung vom 8. Dezember 2010). Anm.: Seit Erstellung des Hintergrundpapiers haben sich die Marktregeln in dieser Hinsicht wesentlich geändert, zuletzt durch die Neufassung des EEG 2014.

der durchschnittliche Strompreis fällt weiter. Dies führt dazu, dass im Modelljahr 2030 bei der im Basisszenario unterstellten Flexibilität der KKW eine Laufzeitverlängerung zu negativen Strompreisen führt. Dieses Ergebnis bedeutet jetzt natürlich nicht, dass die Konsumenten für den Stromverbrauch Einnahmen anstatt Ausgaben zu verbuchen haben. Vielmehr zeigt sich, dass bei hohen EE-Anteilen das aktuelle Marktdesign zu merkwürdigen Effekten führt. Dem Übertragungsnetzbetreiber entstehen nämlich durch den Verkauf von EE-Strom in negativen Preisstunden Kosten. Diese Kosten werden laut aktueller Marktregelung auf die EEG-Umlage addiert. Die reduzierten Stromkosten am Strommarkt würden daher durch eine erhöhte EEG-Umlage kompensiert werden.

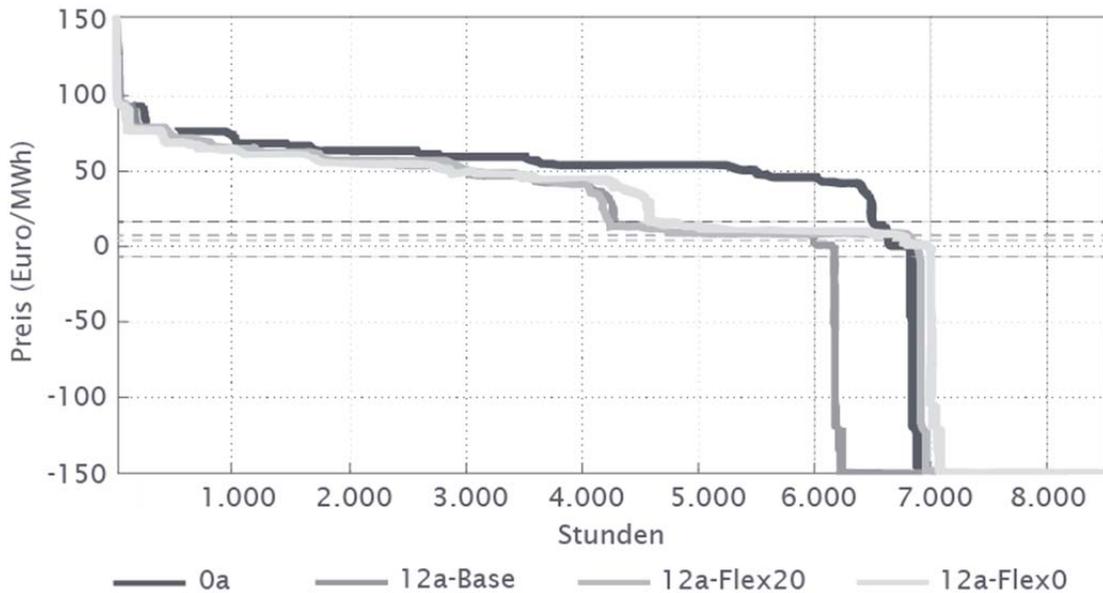
Abb. VI.6 Strompreise für das Modelljahr 2030 und verschiedene Laufzeitverlängerungen mit bedingt flexiblem Betrieb



Quelle: Ecofys 2011

Die Sensitivität der Strompreise hinsichtlich der Flexibilität der KKW zeigt Abbildung VI.7 auf. Das Szenario ohne Laufzeitverlängerung (ohne KKW) und das Szenario mit 12-jähriger Verlängerung ist gezeigt. Dabei wird zwischen den drei Flexibilitäten der KKW unterschieden. Dem Basisszenario ist die aktuelle Flexibilität unterstellt, während Flex20 und Flex0 für eine erhöhte Flexibilität der KKW stehen. Durch die höhere Flexibilität der KKW nehmen die Abregelung ab und damit auch die Anzahl an negativen Preisstunden. Der durchschnittliche Strompreis erhöht sich daher im Vergleich zu starren KKW. Er bleibt aber weiterhin unter dem Strompreis ohne Laufzeitverlängerung aufgrund der geringeren Betriebskosten der KKW.

Abb. VI.7 Dauerlinien der Strompreise für das Modelljahr 2030 für verschiedene KKW-Flexibilitäten



bedingt flexibler Betrieb (Base) auch im Fall ohne Laufzeitverlängerung

Quelle: Ecofys 2011

Auswirkungen auf Investitionen

3.

Die Laufzeitverlängerung hat einen bedeutenden Einfluss auf die Entwicklung des übrigen Kraftwerkparkes. Allgemein führt ein verlängerter Betrieb der KKW zu einer Abnahme von Investitionen in andere Technologien. Bei einer 20-jährigen Laufzeitverlängerung werden beispielsweise bis zum Modelljahr 2030 4 GW Braunkohlekapazitäten und 3 GW Steinkohlekapazitäten weniger installiert (Tab. VI.2).

Besonders extrem sind die Unterschiede aber hinsichtlich der Gaskraftwerke. Dies beruht auf den begrenzten Spielräumen, die beim Kohlekraftwerksausbau vorliegen. Ohne Laufzeitverlängerung wird zwar ein Teil der KKW-Kapazitäten durch Kohlekraftwerke ersetzt. Dem sind aber Grenzen gesetzt, da die Potenziale für Kohlekraftwerke, insbesondere im Fall der Braunkohle, aufgrund politischer

3. Auswirkungen auf Investitionen



Akzeptanz eingeschränkt sind.¹⁰ Die KKW werden daher auch durch GuD-Kraftwerke ersetzt. Daraus erklärt sich der Unterschied von bis zu 13 GW an installierter Gaskapazität zwischen den Szenarien. Bei den Speicherkapazitäten führt die Laufzeitverlängerung zu einem gegensätzlichen Verhalten. Aufgrund der niedrigen variablen Kosten der KKW und der resultierenden geringen Basestrompreise liegt bei einem höheren Anteil an Kernenergie eine höherer »price spread« vor. Der »price spread« bezeichnet dabei den Preisunterschied zwischen Spitzenlastpreisen und Grundlastpreisen. Ein höherer »price spread« erhöht den Anreiz für Investitionen in Speicherkraftwerke, die ihren Gewinn gerade über diesen Preisunterschied erzielen. Im Falle der Pumpspeicherkraftwerke ist jedoch das Potenzial für zusätzliche Kapazitäten in Deutschland begrenzt. Die Zunahme an Speicherkapazitäten erklärt sich hier daher auch durch den Zubau von Druckluftspeichern. Für das Modelljahr 2030 liegen mit einer 20-jährigen Laufzeitverlängerung 1,4 GW an zusätzlicher Speichererzeugungsleistung vor.

Tab. VI.2 Installierte Kraftwerkskapazitäten für das Modelljahr 2030 (GW)

Technologie	0a	12a	20a
Kernkraft	0	13,4	20,5
Braunkohle	18,9	18,1	14,4
Steinkohle	15,3	12,2	12,2
Erdgas	40,7	31,1	27,7
Speicher	7,9	8,9	9,3

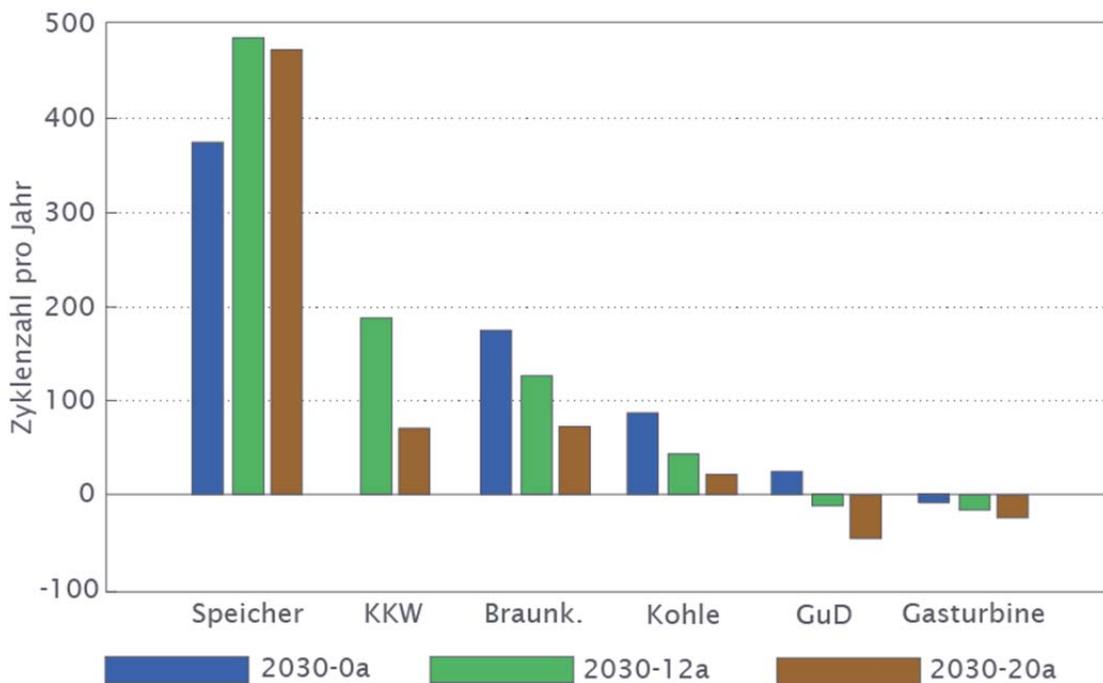
Quelle: Ecofys 2011

Der vorgestellte Kraftwerkspark resultiert aus dem Investitionsmodell, das die Gesamtkosten des Stromsystems, also Betriebs- und Investitionskosten, bis zum Modelljahr 2050 minimiert. Dabei sind die Systembedingungen, insbesondere die Abdeckung der Jahreshöchstlast inklusive einer Sicherheitsreserve, einzuhalten. Es ist also nicht garantiert, dass die installierten Kraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Sicht installiert werden würden, da in der Optimierung nur die Kosten betrachtet werden, aber nicht die Einkünfte. Die Kraftwerksgewinne werden also im Folgenden über die Simulation des Strombetriebes ermittelt.

10 Eine exogene Modellbeschränkung für den (ökonomisch vorteilhaften) Zubau von Braunkohleleistung ist dabei eingeführt. Unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Kapazitäten und ihrer Altersstruktur sowie der geplanten Neubauprojekte ist dabei der jährliche Zubau der Braunkohletechnologien (Braunkohle konventionell und Braunkohle advanced) so beschränkt, dass die gegenwärtigen 21 GW an Braunkohleleistung in jedem Fall nicht überschritten werden. Dies lässt aufgrund der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke genügend Spielraum für Zubauten. Die Beschränkung betrifft nicht den Zubau von Braunkohle mit »Carbon Capture and Storage« (Braunkohle CCS).

Die folgende Abbildung VI.8 gibt die durchschnittlichen jährlichen Kraftwerksgewinne für die einzelnen Technologien in Abhängigkeit der Laufzeitverlängerung für das Modelljahr 2030 wieder. Das Ergebnisbild ist aber verzerrt, da sich aufgrund von Systemanforderungen in Kombination mit den negativen Strompreisen von -150 Euro/MWh auch negative Einkünfte einstellen. So müssen beispielsweise KWK-Kraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplung) aufgrund der Wärmeanforderungen auch in Stunden mit einem Überangebot von EE-Einspeisung betrieben werden. Der erzeugte Strom muss am Strommarkt mit Kosten von 150 Euro/MWh veräußert werden. Dies deutet, wie schon zuvor diskutiert, auf die Unzulänglichkeit des bestehenden Marktdesigns für die zukünftige Stromversorgung hin. Um eine weitere Diskussion der Ergebnisse zu ermöglichen, werden im Folgenden daher keine negativen Strompreise berücksichtigt.

Abb. VI.8 Durchschnittliche Kraftwerksgewinne mit minimalen Strompreis von -150 Euro/MWh mit bedingt flexiblem Betrieb für verschiedene Laufzeitverlängerungen



Quelle: Ecofys 2011

Unterstellt man in der Auswertung einen minimalen Strompreis von 0 Euro/MWh ergeben sich Kraftwerksgewinne gemäß Abbildung VI.9 für das Modelljahr 2030.¹¹ Es treten dann keine negativen Ergebnisse mehr auf und die Kraft-

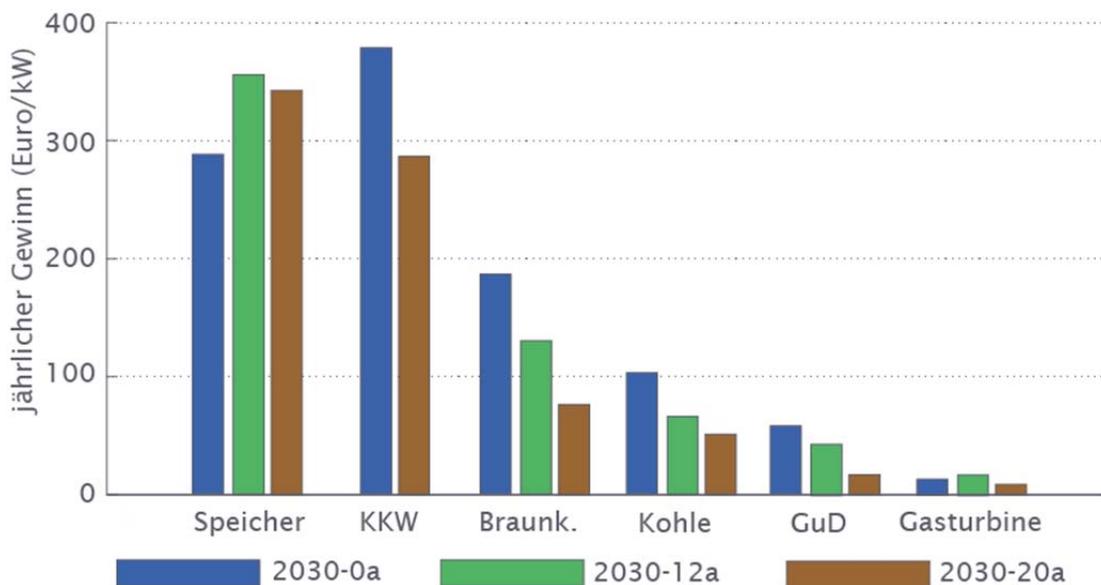
11 Die Abregelungsmengen für die beiden Vorrangregelungen sind in Abbildung III.20 gezeigt.

3. Auswirkungen auf Investitionen



werksgewinne sind höher. Dies trifft nicht auf die Speicher zu, deren Gewinne aufgrund des reduzierten »price spreads« abnehmen. Außerdem ist für die Speicherkraftwerke, wie zuvor diskutiert, die Laufzeitverlängerung förderlich. Bei den übrigen Kraftwerkstechnologien zeigt sich deutlich, dass Laufzeitverlängerung zu einer Abnahme der Kraftwerksgewinne führt. Im Fall von Braunkohle reduzieren sich die Einkünfte um mehr als 50 %. Bei Gasturbinen zeigt sich eine leichte Erhöhung der Einkünfte bei einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren, die aus einem erhöhten Bedarf an Flexibilität erklärt werden kann.

Abb. VI.9 Durchschnittliche Kraftwerksgewinne mit minimalem Strompreis von 0 Euro/MWh mit bedingt flexiblem Betrieb für verschiedene Laufzeitverlängerungen



Quelle: Ecofys 2011

Es stellt sich nun die Frage, inwieweit die jährlichen Gewinne für Investitionstätigkeiten ausreichen, insbesondere im Fall der stark reduzierten Einkünfte bei einer KKW-Laufzeitverlängerung. Die Investitionskosten, die durch die jährlichen Einkünfte getragen werden könnten, zeigen die Kapitalwerte in Abbildung VI.10. Sie beruhen auf einem unterstellten Zinssatz von 10 % und einer Lebensdauer von 25 Jahren. Ohne Laufzeitverlängerung sind Investitionsausgaben von circa 1.600 Euro/kW für Braunkohlekraftwerke realistisch, während sie im Fall einer 20-jährigen Laufzeitverlängerung auf knapp 700 Euro/kW sinken.

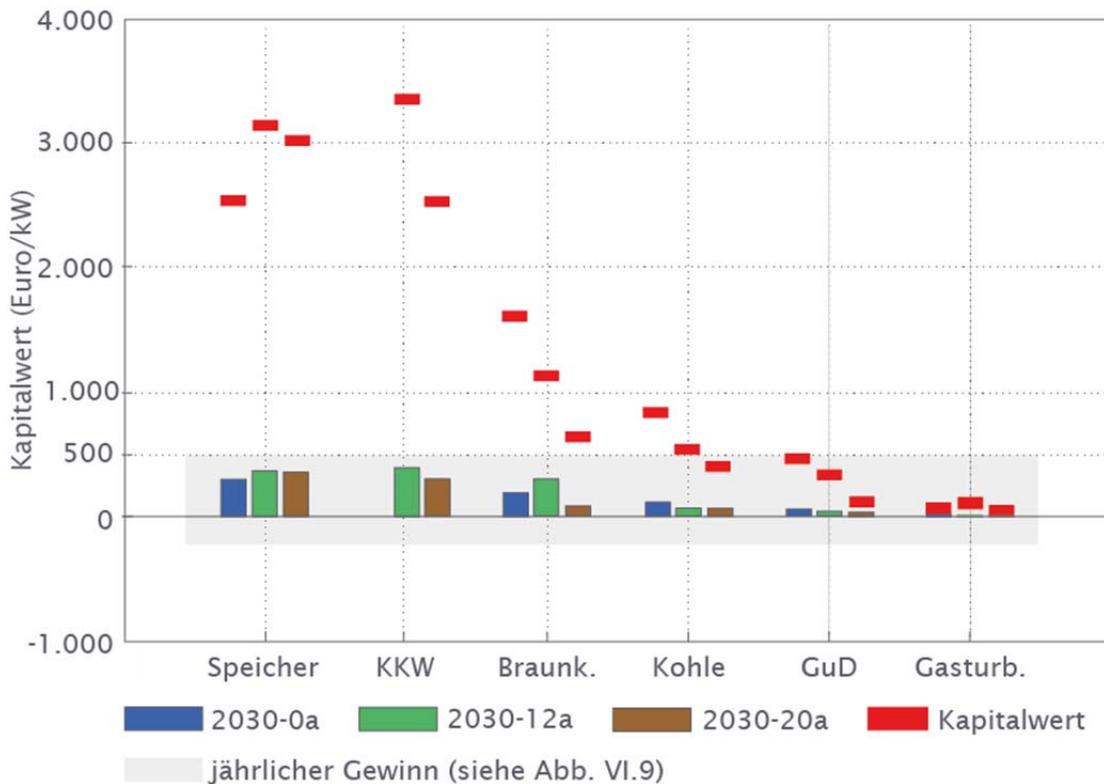
Diese Kapitalwerte sind nun den fälligen Investitionskosten gegenüberzustellen, für die in der Tabelle VI.3 Richtwerte gegeben werden. So werden für Braunkohlekraftwerke Investitionskosten von 1.850 Euro/kW angenommen.



Die Realisierung der Kraftwerke ist also selbst ohne Laufzeitverlängerung der KKW kritisch. Die zu gering ausfallenden Kraftwerkseinkünfte im Basisszenario ergeben sich aufgrund des hohen Anteils von EE, der für das Modelljahr 2030 unterstellt wurde. Es wird dementsprechend diskutiert, ob für ein System mit hohen Anteilen an EE zusätzlich Kapazitätsmärkte einzuführen sind, um eine ausreichende Investitionstätigkeit zu gewährleisten.

Diese Problematik verschärft sich durch die Laufzeitverlängerung. Die mit der Laufzeitverlängerung verbundene Reduktion der Kraftwerkseinnahmen verhindert Investitionen in fossile Kraftwerke. Diese Konsequenz der Laufzeitverlängerung ist insofern unkritisch, als in Form der KKW eben andere Kapazität im System vorhanden ist. Der kritische Punkt besteht im Bereich der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, insbesondere der GuD-Kraftwerke, die in jedem Fall im System benötigt werden und deren Einkünfte ebenfalls sinken.

Abb. VI.10 Resultierende Kapitalwerte für das Modelljahr 2030 mit minimalem Strompreis von 0 Euro/MWh für verschiedene Laufzeitverlängerungen



Quelle: Ecofys 2011

3. Auswirkungen auf Investitionen



Tab. VI.3 Investitionskosten für Kraftwerke

Technologie	Euro/kW
Braunkohle (ohne CCS)	1.850
Steinkohle (ohne CCS)	1.300
GuD	950
Gasturbine	400

Quelle: Ecofys 2011, vgl. EWI/GWS/Prognos 2010



Über Sicherheitsaspekte des Lastfolgebetriebs wurde bzw. wird in Fachkreisen polarisiert und kontrovers diskutiert. Während die eine Seite keinerlei Auswirkungen auf Sicherheitsfragen sieht, ist die andere Seite überzeugt, dass der Lastfolgebetrieb gravierende Implikationen für die Sicherheit nach sich ziehen kann. Diese beiden Pole der Diskussion belegen die folgenden beiden Zitate:

Ludwig et al. (2010, S.8) schreiben: »Grundsätzlich sind die Belastungen infolge Lastwechselbetrieb aber bereits durch die Auslegung der KKW abgedeckt. Die Sicherheit der KKW wird durch den Lastwechselbetrieb nicht beeinflusst, da

- > alle relevanten Anlagenzustände (auch verschiedene Lastzustände) in den abdeckenden Sicherheitsnachweisen berücksichtigt wurden,
- > zuverlässige Begrenzungen vorhanden sind,
- > eine kontinuierliche Überwachung der Ermüdung von exponierten Komponenten gewährleistet ist und
- > wiederkehrende Prüfungen von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten durchgeführt werden.

Aus sicherheitstechnischer Sicht gibt es daher keine Einwände gegen einen Lastwechselbetrieb, wie er in Kombination mit einem weiteren Ausbau der regenerativen Energien benötigt würde.«

Die Gegenposition vertritt Renneberg (2011, S.3, 13 f.): »Die Störfallsicherheit ist für den Lastfolgebetrieb der deutschen Kernkraftwerke bislang nicht nachgewiesen.« »Der Lastfolgebetrieb ist sicherheitstechnisch nicht neutral. Bei einem Lastfolgebetrieb verändern sich in Abhängigkeit von der jeweiligen Leistung die Belastungen. Es ändern sich im Wesentlichen die Temperatur, der Druck und der Massestrom, d.h. die Geschwindigkeit der Strömungen in den Rohrleitungen, in den Armaturen und sonstigen Komponenten. Regelungseinrichtungen werden häufiger beansprucht. Der Neutronenfluss im Reaktor ändert sich. Damit werden die Reaktivität und damit die Steuerung der nuklearen Kettenreaktion beeinflusst. Es ändert sich die Wasserchemie mit Auswirkungen auf die korrosiven Eigenschaften des Kühlmittels.« Er bezieht sich auf eine Studie der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS 2010). Sodann verweist er auf eine weitere ältere Studie der GRS, die er folgendermaßen zitiert (GRS 1990, S. 34): »Insgesamt gesehen werden beim Lastfolgebetrieb gegenüber dem Konstantlastbetrieb erhöhte Anforderungen an Systeme und deren Komponenten gestellt.«

Im Folgenden sind Sicherheitsaspekte wiedergegeben, wie sie von dem vom Deutschen Bundestag beauftragten Gutachterteam des Lehrstuhls für Nukleartechnik der TU München in Thesenform aufbereitet worden sind (Ecofys 2011,



S. 65 ff.). Diese Thesen waren als Diskussionsgrundlage für einen Expertenworkshop vorgesehen und sind demzufolge nicht als gesicherte Erkenntnisse oder etwa abschließende Bewertungen zu verstehen.

These 1: Allgemeine Begriffe, Ausgangspunkte und Rahmenbedingungen

- a) Der Lastfolgebetrieb stellt eine flexible Betriebsweise eines Kraftwerks oder einer Kraftwerksgruppe dar, bei der die Erzeugungsleistung dem Lastniveau variabel angepasst wird. Dies kann sowohl über Variationen im oberen Leistungsbereich als auch über Lastabsenkungen bis in den unteren Leistungsbereich oder regelmäßige Abschaltungen erfolgen. Die vorangegangenen Thesen zu ökonomischen und gesamtsystembezogenen Aspekten des Lastfolgebetriebes zeigen auf, dass für eine umfassende Integration hoher Anteile EE in der Elektrizitätserzeugung ein verstärkter und regelmäßiger Lastfolgebetrieb der deutschen KKW notwendig wird. Dies erfordert auch den Betrieb der KKW im unteren Leistungsbereich.
- b) Es werden daher hier vor allem Anforderungen betrachtet, die sich aus einem Lastfolgebetrieb ergeben, der auch den unteren Leistungsbereich abdeckt. Dementsprechend wird in den anschließenden Thesen als Lastfolgebetrieb ein Betrieb bezeichnet, der neben beliebigen Variationen im oberen Leistungsbereich regelmäßige Fahrten in den unteren Leistungsbereich (20 bis 50 % P_{Nenn} bei DWR bzw. 40 bis 60 % P_{Nenn} bei SWR) einschließt. Es ist zu unterstreichen, dass der Lastfolgebetrieb also im Folgenden einen Betrieb bezeichnet, der deutlich flexibler als aktuelle Fahrweisen ist und über mögliche andere Definitionen von Lastfolgebetrieb hinausgeht. Aus den Modellsimulationen ergibt sich im Fall einer EE-Durchdringung von 68 % (Modelljahr 2030) die Anforderung, Zyklen in der Größenordnung von 100 %-20 %-100 % (100 %-40 %-100 % für SWR) auf täglicher Basis durchzuführen. Unter der Annahme, dass KKW für kurze Zeit abgeschaltet werden können, sind Lastzyklen über den vollen Leistungsbereich nur etwa zwei- bis dreimal pro Woche notwendig.
- c) Es wird sich bei diesen Thesen auf die bestehende Technik der deutschen KKW ohne Berücksichtigung spezieller Nachrüstungen bezogen. Die Aussagen beziehen sich soweit nicht anders spezifiziert sowohl auf Druckwasserreaktoren (DWR) als auch auf Siedewasserreaktoren (SWR).
- d) Prinzipiell wird von dem Konsens ausgegangen, dass der Lastfolgebetrieb gegenüber dem Konstantlastbetrieb eine höhere Beanspruchung der Kraftwerkskomponenten darstellt. Mit der Diskussion der Thesen soll daher geklärt werden, wie tiefgreifend die Beeinträchtigungen sind; insbesondere im Hinblick auf die Sicherheit beim Lastfolgebetrieb und bei Stör-

fallen aus einem Lastfolgebetrieb heraus, und wie die Beeinträchtigungen genauer erfasst werden können. Letztendlich stellt sich die Frage, ob der zuvor definierte Lastfolgebetrieb ohne eine Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist.

Die weiteren Thesen orientieren sich in ihrer Abfolge an folgenden Punkten:

- > installierte Komponenten wie Reaktorkern und thermohydraulisches System, bei denen die Funktionstüchtigkeit und Integrität im Vordergrund stehen,
- > betriebliche Vorgänge, bei denen eine wachsende Komplexität mit dem verstärkten Lastfolgebetrieb einhergeht, sowie
- > Genehmigungsverfahren und internationale Erfahrungen mit dem Lastfolgebetrieb.

These 2: Reaktorkern

- a) Während des regelmäßigen Lastfolgebetriebs treten an verschiedenen Stellen im Reaktor thermische, mechanische und korrosive Belastungen auf:
 - a1) Im Teillastbetrieb und damit auch im Lastfolgebetrieb werden die eingefahrenen Enden der Steuerstäbe durch erhöhte Neutronendichten stärker belastet. Der betroffene Teil der Steuerstäbe kann quellen und Risse bekommen. Die Wahrscheinlichkeit eines Funktionsausfalls der Steuerstäbe erhöht sich dadurch.
 - a2) Die erhöhte Beanspruchung der Steuerstabsmechanik zur Regelung des Reaktors führt zu verstärkten Verschleiß- und Ermüdungserscheinungen der Steuerstabshalterungen bzw. der Steuerstabsfahrmechanik.
 - a3) Die bei Teillastzuständen teilweise eingefahrenen Steuerstäbe erzeugen ein axiales Neutronendichteprofil und in der Folge einen axialen Temperaturgradienten entlang der Steuer- und Brennstäbe. Dieser kann zu thermischen Spannungsermüdungen des Hüllrohrmaterials und damit zu einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit für Hüllrohrschäden führen.
 - a4) Starke zeitliche Leistungsgradienten, wie sie bei dem antizipierten Lastfolgebetrieb notwendig sind, können vermehrt zu Brennstoffpellet-Hüllrohr-Wechselwirkungen führen, und damit ebenfalls zur Verletzung der ersten Einschlussbarriere für die radioaktiven Spaltelemente.
- b) Das Leistungsdichtemess- und -begrenzungssystem im Reaktor ist für den vollen Lastbereich ausgelegt und verhindert zumindest Pellet-Hüllrohr-Wechselwirkungen.



These 3: Thermohydraulische und andere Komponenten

- a) Der Lastfolgebetrieb führt zu einer höheren Beanspruchung der thermohydraulischen Komponenten, was sich in Materialermüdungs-, Erosion-, Korrosion- und Verschleißerscheinungen äußert und die Funktionstüchtigkeit und Integrität der Komponenten beeinträchtigen kann. Dies erhöht einerseits die Ansprüche an das Überwachungssystem für die betroffenen Komponenten und führt andererseits zu häufigeren Überschreitungen von Actionleveln.
 - a1) Bei Anlagen mit einem Druckwasserreaktor bleibt zwar bei der Leistungsregelung die mittlere Kühlmitteltemperatur weitgehend konstant, jedoch ändert sich die Temperaturaufspanne über dem Reaktor und den Dampferzeugern, und damit auch die Temperaturen an Ein- und Ausgang des Reaktordruckgefäßes und der Dampferzeuger. Insbesondere sind die Ansatzstutzen der Heiß- und Kaltstränge am Reaktordruckgefäß bzw. an den Dampferzeugern von thermischen Spannungsermüdungsvorgängen betroffen.
 - a2) Die Temperaturgradienten führen zu Schwankungen der Wasserchemie, welche wiederum eine erhöhte Erosion und Korrosion der Innenwandungen der druckführenden Komponenten nach sich zieht.
 - a3) Bei Siedewasserreaktoren belastet der Lastfolgebetrieb auch die Kühlmittelpumpen, da eine Leistungsregelung in solchen Anlagen vorzugsweise und anlagenschonend über den Massenstrom geschieht. Dabei können die Kühlmittelpumpen auch durch die Änderungen der Wasserchemie verschleifen.
 - a4) Lastfolgebetrieb wirkt sich in DWR auch im Sekundärkreis in einer Temperatur- und damit verbunden in einer Druckänderung aus (Dampfdruckkurve). Es kommt daher auch im Sekundärkreislauf zu entsprechenden zeitlichen und räumlichen Temperatur- und Druckgradienten und Wasserchemieschwankungen mit entsprechender höherer Beanspruchung der sekundärseitigen Komponenten (einschließlich der Pumpen). Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit von sekundärseitigen Störungen.
- b) Generell führt die höhere Beanspruchung der Komponenten infolge des Lastfolgebetriebs zu höheren Austauschraten für die Komponenten.
- c) Die elektrischen Komponenten im Kernkraftwerk erfahren nur eine unwesentliche Mehrbelastung durch den Lastfolgebetrieb. Diesbezüglich liegen keine Sicherheitsbedenken vor.

These 4: Komponentenüberwachung und -austausch

- a) Die in den KKW implementierten Überwachungs- und Nachweissysteme, über die der Austauschbedarf und die Alterung (aufgrund von Ermüdung, Erosion, Korrosion oder anderem) der Kraftwerkskomponenten bestimmt werden, bedürfen keiner Anpassung an einen Lastfolgebetrieb. Es ist gewährleistet, dass die alters- und beanspruchungsbedingte Degradation der Komponenten durch die Systeme rechtzeitig erkannt wird.
- b) Einer komponentenspezifischen Messung ist aber naturgemäß in der räumlichen und zeitlichen Auflösung Grenzen gesetzt (zum Beispiel erfolgt die Überwachung eines Innenrohrbereiches nur über eine Messung an der Außenwand). Neben eventuellen Unzulänglichkeiten bei der komponentenspezifischen Überwachung stellt sich daher vor allem die Frage, ob es unabhängig von den Einzelkomponenten eine für die gesamte Anlage geltende Maximalzyklenanzahl gibt, die aus Sicherheitsgründen eingehalten werden müsste. Eine solche Zyklenanzahl für das Gesamtsystem gewinnt durch den Lastfolgebetrieb an Relevanz, ohne zum aktuellen Zeitpunkt genauer bestimmt zu sein.
- c) Mit Ausnahme des Reaktordruckbehälters kann in einem Kernkraftwerk jede Komponente ausgetauscht werden. Durch die erhöhte Beanspruchung der Komponenten infolge eines regelmäßigen Lastfolgebetriebs verkürzen sich die Austauschintervalle für die Komponenten und die Anlage steht zwecks Wartung häufiger still.
- d) Die Verschleiß- und Ermüdungserscheinungen für den Druckbehälter sind aufgrund der technischen Auslegung zu vernachlässigen.

These 5: Steuerung und regelungstechnische Vorgänge

- a) Der Lastfolgebetrieb stellt eine komplexere Betriebsweise dar als der Konstantlastbetrieb. Dies betrifft nicht nur die permanente Regelung der Reaktoranlage und des thermohydraulischen Systems, sondern auch die permanente Kompensation der zeitlich und räumlich veränderlichen Konzentrationen der Reaktorgifte, die entweder zur Steuerung des Reaktors eingesetzt (Borierung) oder durch die Spaltprodukte gebildet werden (u. a. Xenon) bzw. infolge Dichteschwankungen (Temperaturgradienten, ...) auftreten. Im Lastfolgebetrieb sind daher und im Allgemeinen mehr manuelle Eingriffe seitens des Betriebspersonals erforderlich. Die Anforderungen an das Personal sind höher und die Wahrscheinlichkeit von Fehlhandlungen steigt.
- b) Sowohl bei Siedewasserreaktoren im unteren Leistungsbereich, wie auch bei Druckwasserreaktoren mit optimierter BE-Beladestrategie wurden Neutronendichteschwankungen beobachtet, die zu Leistungsexkursionen und damit



zu Störfällen führen können. Diese Anlagenzustandsbereiche werden bei An- und Abfahrvorgängen umfahren. Dieses Umfahren, das im Lastfolgebetrieb häufiger erforderlich wird, erfolgt automatisiert. Die Durchführung des Lastfolgebetriebs ist daher diesbezüglich nicht erschwert.

- c) Abgesehen von den o.g. Erosionsaspekten stellt die Xenon- und Borkonzentrationsdynamik keine Einschränkung für den Lastfolgebetrieb dar. Ein diesbezüglicher Zusammenhang zwischen Temperatur-Hotspots und der Xenodynamik besteht nicht.
- d) Die Brennelement-Beladestrategie der Reaktoren wurde weitestgehend für den Volllastbetrieb (Konstantlastbetrieb) optimiert, wobei bestimmte Abstände zu Sicherheitskriterien (z. B. kritische Wärmestromdichte) verringert wurden. Bei Teillast ist jedoch auch die lokal erzeugte Wärmeleistung geringer, sodass das Problem von lokalen Temperaturhotspots an den Brennstaboberflächen u. a. durch Siedekrisen nicht auftritt.
- e) Unabhängig davon kann der Lastfolgebetrieb eine Anpassung der Brennelement-Beladestrategie erforderlich machen, wodurch die Reaktoren wiederum für den Volllastbetrieb nicht optimiert sind.
- f) Durch die angesprochenen Erosions- und Korrosionsvorgänge können durch den Lastfolgebetrieb zum Teil vermehrt neutronenaktivierte Elemente in den primären Kühlkreislauf gelangen. Diese können sich in verschiedenen Komponenten des Primärkreises anlagern und so die örtliche Dosisleistung für das Betriebspersonal erhöhen. Der Aufwand für die radiologische Überwachung steigt und häufigere Primärkreisdekontaminationen sind erforderlich, um die Sicherheit des Personals nicht zu gefährden.

These 6: Störfallwahrscheinlichkeit und -behandlung

- a) Bisherige Untersuchungen und Modellrechnungen konnten im Zusammenhang mit einem Lastfolgebetrieb im oberen Leistungsbereich keine erhöhte Störfallwahrscheinlichkeit nachweisen. Derzeit fehlen jedoch Untersuchungen, Modellrechnungen und Erfahrungen zur Frage, wie sich die Störfallwahrscheinlichkeit bei einem Lastfolgebetrieb im unteren Leistungsbereich verhält.
- b) Es existieren keine systematischen Untersuchungen zur Beherrschbarkeit von Störfällen, die sich aus einem stationären Teillastbetrieb, namentlich im unteren Leistungsbereich, bzw. aus nicht stationären Anlagenzuständen (wie sie infolge häufiger Lastwechsel vermehrt auftreten) ereignen. Die Ergebnisse von Simulationen vereinzelter Störfallszenarien ausgehend von einem stationären Teillastbetrieb im oberen Leistungsbereich zeigen, dass kritische Größen (z. B. die Reaktivität) näher an die Nachweisgrenzen für die Störfallbeherrschung heranrücken können, ohne jedoch die Nachweisgrenzen zu überschreiten.

zen zu überschreiten. Es kann infolge fehlender Untersuchungen bzw. Erfahrungen derzeit nicht ausgeschlossen werden, dass sich die kritischen Größen bei einem Störfall aus einem stationären Teillastbetrieb im unteren Leistungsbereich bzw. aus einem nicht stationären Anlagenzustand näher an die Nachweisgrenzen bewegen bzw. diese überschreiten. Gründe könnten die tiefer eingefahrenen Steuerstäbe oder eine anspruchsvolle Reaktorgiftdynamik sein.

- c) Die Berechnungsgrundlage zur Ermittlung des stattgefundenen Abbrands basieren vorrangig auf einem Konstantlastbetrieb. Die mit dem Lastfolgebetrieb verbundene zeitliche Dynamik könnte zu Fehleinschätzungen bezüglich des Abbrandes (pile-up Effekte) und im Falle einer starken Abweichung zu einer falschen Einschätzung der Reaktorkritikalität führen. Dies beeinträchtigt eine optimale Störfallbeherrschung.

These 7: Genehmigungsverfahren

- a) Es herrscht ein Dissens in der Frage, ob der einleitend definierte Lastfolgebetrieb als veränderte Betriebsweise aufgefasst werden muss und infolgedessen nicht durch die bisherigen behördlichen Genehmigungen abgedeckt wird.
- b) Ein neues Genehmigungsverfahren für einen Lastfolgebetrieb würde es erlauben, mit dieser Betriebsweise in Zusammenhang stehende Sicherheitsbedenken, fehlende Betriebserfahrung, höhere Anforderungen an die Ermüdungsüberwachung und Störfallbeherrschung sowie die Notwendigkeit kürzerer Überwachungsintervalle und externer Kontrollen frühzeitig durch die verantwortlichen Genehmigungsbehörden und Überwachungsinstitutionen zu erkennen und ggf. geeignete Maßnahmen einzuleiten.

These 8: Blick nach Frankreich

- a) Aufgrund des hohen Kernenergieanteils im französischen System weist die Fahrweise der dortigen KKW eine etwas höhere Variabilität auf (Variationskoeffizient der gesamten Kernenergieerzeugung von 13% im Jahr 2010 gegenüber 11% in Deutschland). Der Kraftwerkseinsatz in Frankreich gestaltet sich so, dass der flexible Betrieb der KKW im oberen Leistungsbereich erfolgt und bei Zeiten geringer Stromnachfrage (z. B. an Wochenenden) einige KKW komplett heruntergefahren werden. Der Lastfolgebetrieb im unteren Leistungsbereich wird demnach von den Betreibern vermieden, was gegen die Eignung dieses Leistungsbereichs für einen flexiblen Betrieb spricht.
- b) Im Vergleich zu deutschen KKW ist die Verfügbarkeit der französischen geringer und die Wartungsintervalle sind kürzer. Dies lässt sich als ein Indiz



dafür deuten, dass der flexible Betrieb den Verschleiß und damit den Wartungsaufwand erhöht. Daten über Störungen und Störfälle im Kontext des Lastfolgebetriebs sind jedoch nicht zugänglich, sodass keine belastbaren Aussagen möglich sind.

- c) Prinzipiell erlauben die Erfahrungen in Frankreich nur sehr begrenzte Rückschlüsse auf die Anforderungen in Deutschland. Dies liegt sowohl an den unterschiedlichen Stromsystemen (restlicher Kraftwerkspark, Einspeisung aus EE und Nachfrageganglinie) als auch an den anderen KKW-Typen und der Anzahl der Reaktoren.



Literatur

In Auftrag gegebenes Gutachten

1.

Ecofys (2011): Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke (Autoren: Burges, K.; Hasche, B. [Ecofys]) in Zusammenarbeit mit Macián-Juan, R; Ohlerich, M. [Lehrstuhl für Nukleartechnik, Technische Universität München]). Berlin/München

Weitere Literatur

2.

- 50Hertz; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf (9.2.2015)
- 50Hertz; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf (9.2.2015)
- Agora Energiewende (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf (11.6.2015)
- Areva (2010): Regenerative Energieträger und Kernkraftwerke – passt das zusammen? Argumente Energie/Umwelt/Gesellschaft. (nicht mehr online verfügbar)
- atw BE (atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie) Kernkraftwerke in Deutschland – Betriebsergebnisse 2000–2009.
- atw (2010): Kernkraftwerke in Deutschland – Betriebsergebnisse 2009. www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/service/602atw-betriebsergebnisse-kkw2009.pdf (16.2.2015)
- BEE (Bundesverband Erneuerbarer Energien) (2009): Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. www.unendlich-viel-energie.de/media/file/202_Branchenprognose2020_Langfassung.pdf (23.6.2015)
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009): Hindernis Atomkraft – Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien. www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_atomkraft.pdf
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2011a): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß §65, EEG – Vorhaben III Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement. www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg_eb_2011_netz_einspeisung_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (22.6.2015)
- Bruynooghe, C.; Eriksson, A.; Fulli, G. (2010): Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs. Compatibility with wind power variability. EC JRC-IE EUR 24583 EN – 2010. http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/15308/1/reqno_jrc60700_ldna24583enc.pdf%5B1%5D.pdf (25.6.2015)



- Bundesregierung (2010): Verlängerung von Restlaufzeiten von Atomkraftwerken – Auswirkungen auf die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt und auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Ulrich Kelber, Marco Bülow, Rolf Hempelmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD. – Drucksache 17/832 – . Deutscher Bundestag, Drucksache 17/3089, Berlin
- Bundesregierung (2011): Abregelung von Stromerzeugungsanlagen. Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Ralph Lenkert, Ulla Lötzer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. – Drucksache 17/6897 – . Deutscher Bundestag, Drucksache 17/7016, Berlin
- Deutscher Bundestag (2010): Stenografischer Bericht – 47. Sitzung. Deutscher Bundestag, Plenarprotokoll 17/47, Berlin, 4858 D ff.
- Deutscher Bundestag (2011): Stenografischer Bericht – 99. Sitzung. Deutscher Bundestag, Plenarprotokoll 17/99, Berlin, 11277 D ff.
- DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie) (2003): Résumé de l'étude »Coûts de référence de la production électrique« de la DGEMP. www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/36/069/36069484.pdf (15.7.2015)
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt); IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik); IfnE (Ingenieurbüro für neue Energien) (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global »Leitstudie 2010« (Autoren: Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; von Oehsen, A.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.-M.; Wenzel, B.). www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/leitstudie2010.pdf (19.2.2015)
- DLR; IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH); Ecofys (Ecofys Germany GmbH); Klinski, S.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (2011) Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65, EEG – Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. www.ecofys.com/files/files/ecofys_2011_eeg_eb_integration_ee_konventionell_bf.pdf (23.6.2015)
- Ecofys International BV (2009): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Beitrag, Perspektiven, Investitionen. Berlin
- EDF (Électricité de France) (2013): Load Following EDF Experience Feedback. Präsentation auf dem IAEA »Technical Meeting on Flexible (non-baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants«, Paris, 4.–6.9.2013. www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearpower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/8.feutry_france.pdf (23.3.2015)
- EEX (European Energy Exchange) (2011): EEX transparency data. www.eex.de
- Electrabel (2013): Flexibility in Belgium. Präsentation auf dem IAEA »Technical Meeting on Flexible (non-baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants«, Paris, 4.–6.9.2013, www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearpower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/21.flachet_belgium.pdf (1.4.2015)
- Elforsk (2012): Additional costs for load-following nuclear power plants – Experiences from Swedish, Finnish, German, and French nuclear power plants. Elforsk rapport 12:71, www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=12_71_ (24.6.2015)

- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2011): Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf (23.7.2015)
- EWEA (European Wind Energy Association): Oceans of Opportunity – Harnessing Europe's largest domestic energy resource. www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report_2009.pdf (23.6.2015)
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) (2010): Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland – Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-02-03_Negative-Strompreise.pdf (11.6.2015)
- EWI; GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH), Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf (18.6.2015)
- Fraunhofer IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) (2010): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung. (Autoren: Sterner, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y-M.; von Oehsen, A.; Rohrig, A.). www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2011_MAT44_Systemkonflikt_Transformation_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile (26.6.2015)
- Fuchs, M.; Timpf, W. (2011): The load change ability of Nuclear Power Plants – experience and outlook. VGB Congress POWER PLANTS 2011. Bern, 22.9.2011, www.vgb.org/en/hv_11_praesentationen-dfid-39890.html (27.3.2015)
- GRS (Gesellschaft für Reaktorsicherheit mbH) (1990): Informationen und Bewertungsansätze zur Lebensdauer drucktragender Komponenten unter Berücksichtigung des Lastfolgebetriebs (Autoren: Reck, H.; Höfler, A.; Schulz, H.). Köln
- GRS (Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit mbH) (2010): Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf technische Einrichtungen und den Ablauf von Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken. (Autoren: Gänßmantel, G.; Horche, W.; Jendrich, U.; Michel, F.; Pointner, W.; Reck, H.; Stück, R.; Voswinkel, A.), Köln
- Hanney, P. (2013): Frequency Response from UK NPPs. Präsentation auf dem IAEA »Technical Meeting on Flexible (non-baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants« Paris, 4.-6.9.2013. www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearpower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/Frequency_Response_from_UK_NPPs.pdf (24.6.2015)
- Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio – Technische und ökonomische Aspekte. www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf
- Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A. (2010a): Herausforderungen eines Elektrizitätssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf
- Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A. (2010b): Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke – Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien? In: atw 55(2), S. 80–89



- IAEA (International Atomic Energy Agency) (2008): Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2007. Wien, www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1353_web.pdf (10.6.2015)
- Loisel, R.; Shropshire, D.; Thiel, Ch.; Mercier, A. (2014): Flexibility assessment in nuclear energy dominated systems with increased wind energy shares <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00934217/document> (27.3.2015)
- Ludwig, H.; Salnikova, T.; Waas, U. (2010): Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW. In: atw 55(8/9), http://de.areva.com/mini-home/liblocal/docs/Fachaufs%C3%A4tze/2010/atw2010_09_waas_lastwechselfaehigkeiten_kkw.pdf (10.6.2015)
- Maurer, Ch.; Haubrich, H.-J. (2010): Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke – Risiko oder Chance für die erneuerbaren Energien? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60(3), S. 40–44
- MEDDE (Ministère de L'Écologie, de L'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire) (2008): Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique. www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/cout-ref-synthese2008.pdf (10.6.2015)
- OECD NEA (Nuclear Energy Agency) (2011): Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf (23.3.2015)
- OECD NEA (2012): Nuclear Energy and Renewables – System Effects in Low-carbon Electricity Systems. www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf (30.3.2015)
- Pouret, L.; Nuttall, W.J. (2007): Can Nuclear Power be flexible? Cambridge, www.templar.co.uk/downloads/0203_Pouret_Nuttall.pdf (24.6.2015)
- Renneberg, W. (2011): Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken. www.atomsicherheit.de/app/download/5048413164/Studie-Lastfolgerisiken.pdf?t=1300812186 (16.2.2015)
- RTE (Réseau de transport d'électricité) (2011): Produktionsdaten französischer Kraftwerke. http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/realisation_production.jsp
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): Laufzeitverlängerung gefährdet Erfolg der erneuerbaren Energien. Kommentar zur Umweltpolitik. Nr. 8, Berlin, www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/05_Kommentare/2008_2012/2010_KzU_08_Laufzeitverl%C3%A4ngerung_gefaehrdet_Erfolg.pdf;jsessionid=AF54B7426E464E276BBD571AC8150A60.1_cid335?__blob=publicationFile (26.7.2015)
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung (Autoren: Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J.). TAB-Arbeitsbericht Nr. 147, Berlin
- VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik) (2012): Präsentation der Studie »Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020«, 18.4.2012, www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemappen/documents/vde_flexi_kw_pk_berlin_2012-04-14_kf_v1_1.pdf (26.6.2015)
- VGB (Deutsche Verbundgesellschaft e.V.) (1991): Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke. Heidelberg
- VGB (VGB PowerTech) (2008): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1998–2007. Essen



- Wiedemann, K. (2010): Einmal Fjord und zurück. In: neue energie – das magazin für erneuerbare energien 7, S. 32–36
- WNA (World nuclear association) (2015): Nuclear power in France. www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/ (24.6.2015)
- Woyte, A.; Decker, d. J.; Thong, v. V. (2008): A north sea electricity grid [r]evolution. [www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2009/5/A-North-Sea-electricity-grid-\(r\)evolution.pdf](http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2009/5/A-North-Sea-electricity-grid-(r)evolution.pdf) (23.6.2015)



Anhang

Abbildungen		I.
Abb. I.1	Lastgang des Strombedarfs: eine Woche im Winter	16
Abb. I.2	Residuallast	17
Abb. II.1	Positive Rampen bei Druckwasserreaktoren	26
Abb. II.2	Positive Rampen bei Siedewasserreaktoren	27
Abb. II.3	Lastgradienten verschiedener Kraftwerkstypen	29
Abb. II.4	Reaktorleistung des Kernkraftwerks Unterweser im August 2009	31
Abb. II.5	Lastfolgebetrieb im KKW Neckarwestheim 1 (2009)	31
Abb. III.1	Übersicht zur Modellierung des Stromsystems	35
Abb. III.2	Rolling planning im PowerFys-generation-Modell	38
Abb. III.3	Sprünge der Residuallast (50Hertz-Regelzone) in stündlicher und viertelstündlicher zeitlicher Auflösung im Jahr 2010	47
Abb. III.4	Sprünge der Residuallast (50Hertz-Regelzone) in stündlicher und viertelstündlicher zeitlicher Auflösung im Jahr 2010	47
Abb. III.5	Jährliche Abregelung der EE-Einspeisung bei bedingt flexiblem Betrieb der KKW	51
Abb. III.6	Beispiel für den Kraftwerksbetrieb für 2030 ohne Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)	51
Abb. III.7	Beispiel für den Kraftwerksbetrieb für 2030 mit 12 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)	52
Abb. III.8	Beispiel für den Kraftwerksbetrieb in 2030 mit 20 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)	53
Abb. III.9	Beispiel für den Kraftwerksbetrieb in 2020 ohne Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)	53
Abb. III.10	Beispiel für den Kraftwerksbetrieb in 2020 mit 12 Jahren Laufzeitverlängerung (bedingt flexibler Betrieb)	54
Abb. III.11	Erzeugungsmix für 2030 abhängig von Laufzeitverlängerung mit bedingt flexiblem Betrieb	55

1. Abbildungen



Abb. III.12	Erzeugungsmix für 2020 abhängig von Laufzeitverlängerung mit bedingt flexiblem Betrieb	55
Abb. III.13	Modellierter Betrieb des Kernkraftwerks Philippsburg 2 für die Modelljahre 2020 und 2030 bei 12-jähriger Laufzeitverlängerung für den bedingt flexiblen Betrieb	56
Abb. III.14	Durchschnittliche Zyklenzahl eines KKW im bedingt flexiblen Betrieb für das Modelljahr 2030 abhängig von Laufzeitverlängerung	57
Abb. III.15	Modellierter Betrieb des KKW Philippsburg 2 für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung unter verschiedenen Flexibilitäten	57
Abb. III.16	Durchschnittliche Zyklenzahl eines KKW für verschiedene Kraftwerksflexibilitäten für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung	58
Abb. III.17	Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 ohne Laufzeitverlängerung	59
Abb. III.18	Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung	61
Abb. III.19	Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung mit und ohne Vorrangregelung	62
Abb. III.20	Jährliche Abregelungsmengen für das Modelljahr 2030 in Abhängigkeit von Laufzeit und Flexibilität der KKW	62
Abb. V.1	Stromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich und Deutschland 2010	73
Abb. V.2	Normalisierte Stromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich und Deutschland 2010	74
Abb. V.3	Lastfolgebetrieb des KKW Golfech 2	75
Abb. V.4	Flexibilität französischer DWR während eines Brennstoffzyklus	76
Abb. VI.1	Kostenstruktur von Kraftwerken	82
Abb. VI.2	Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von der jährlichen Auslastung	83
Abb. VI.3	Spotmarktpreis an der Strombörse EEX 2005–2010	85



Abb. VI.4	Jährliche Betriebskosten im Stromsystem für das Modelljahr 2030 und verschiedenen Laufzeitverlängerungen bei bedingt flexiblem Betrieb der KKW	86
Abb. VI.5	Emissionen im Stromsystem für das Modelljahr 2030 mit bedingt flexiblem Betrieb für verschiedene Laufzeitverlängerungen	88
Abb. VI.6	Strompreise für das Modelljahr 2030 und verschiedene Laufzeitverlängerungen mit bedingt flexiblem Betrieb	89
Abb. VI.7	Dauerlinien der Strompreise für das Modelljahr 2030 für verschiedene KKW-Flexibilitäten	89
Abb. VI.8	Durchschnittliche Kraftwerksgewinne mit minimalem Strompreis von -150 Euro/MWh	92
Abb. VI.9	Durchschnittliche Kraftwerksgewinne mit minimalem Strompreis von 0 Euro/MWh	92
Abb. VI.10	Resultierende Kapitalwerte für das Modelljahr 2030 mit minimalem Strompreis von 0 Euro/MWh für verschiedene Laufzeitverlängerungen	93

Tabellen **2.**

Tab. Z.1	Baulinien deutscher Kernkraftwerke	9
Tab. II.1	Allgemeine Kernkraftwerksdaten	24
Tab. II.2	Betriebsmodi von KKW	25
Tab. II.3	Laständerungsgeschwindigkeiten	28
Tab. II.4	Laständerungsgeschwindigkeiten bei konventionellen Kraftwerken	28
Tab. II.5	Lastwechselauslegung für DWR, Konvoi	30
Tab. II.6	Überblick über die in der Modellierung genutzten Parameter	34
Tab. III.1	PowerFys-generation: Modellinput und -ergebnisse (Auswahl)	37
Tab. III.2	PowerFys-Invest: Modellinput und -ergebnisse (Auswahl)	39
Tab. III.3	Nettostromnachfrage in Deutschland (TWh)	41
Tab. III.4	Brennstoffpreise – Annahmen der Studien für 2020	41
Tab. III.5	Brennstoffpreise – Annahmen der Studien für 2030	42

2. Tabellen



Tab. III.6	Installierte Kapazitäten der EE in 2020 (GW)	42
Tab. III.7	Installierte Kapazitäten der EE in 2030 (GW)	43
Tab. III.8	Stromerzeugung aus EE in 2020 (TWh)	43
Tab. III.9	Stromerzeugung aus EE in 2030 (TWh)	44
Tab. III.10	Kernkraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit der Laufzeitverlängerung (GW)	44
Tab. III.11	Installierte Kraftwerkskapazitäten in 2020 (GW)	45
Tab. III.12	Installierte Kraftwerkskapazitäten in 2030 (GW)	45
Tab. III.13	Kapazitäten der Gaskraftwerke nach Typ (GW)	45
Tab. III.14	Speicherkapazitäten (GW im Entladebetrieb)	46
Tab. III.15	Variationen der Szenarien für Modellrechnungen	49
Tab. V.1	Bedingungen des Lastfolgebetriebs in Belgien	79
Tab. VI.1	Vergleich der Verluste durch entgangene Produktion aufgrund von Lastfolgebetrieb	84
Tab. VI.2	Installierte Kraftwerkskapazitäten für das Modelljahr 2030 (GW)	91
Tab. VI.3	Investitionskosten für Kraftwerke	95

Vergleich der Grundannahmen mit aktuellen Arbeiten 3.

Im Folgenden sind die im vorliegenden Hintergrundpapier getroffenen energiewirtschaftlichen Grundannahmen verglichen mit aktuellen Annahmen aus den Szenarien für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2013 bzw. 2014 (50Hertz 2013 u. 2014).

Aus Szenariorahmen für NEP 2014

Tab. A.1 Nettostromnachfrage in Deutschland (TWh)

Jahr	NEP 2014	Jahr	hier
2024	535,4	2020	500
2034	535,4	2030	500

Quelle: Ecofys 2011, S. 26; 50Hertz et al. 2014, S. 31

Tab. A.2 Preisannahmen der Studien

		NEP 2013 B 2023	hier 2020	hier 2030	NEP 2013 B 2033
Öl	(Euro/MWh)	49,2	40	50	59,8
Gas	(Euro/MWh)	26	25	30	27
Steinkohle	(Euro/MWh)	9,7	11	12	10,6
Braunkohle	(Euro/MWh)	1,5	4,5	5	1,5
Uran	(Euro/MWh)	27	3	3	45
CO ₂	(Euro/t)	n.a.	32	37	n.a.

Quelle: Ecofys 2011, S. 26; 50Hertz et al. 2013, S. 33 (Teil 1) es wurden die Daten aus dem NEP 2013 verwendet, da im NEP 2014 (50Hertz et al. 2014) dazu keine Angaben gemacht wurden.

Umrechnungsfaktoren 1 t ROE = 11,63 MWh, 1 t SKE = 8,14 MWh
(aus BMWi-Energiedaten)

3. Vergleich der Grundannahmen mit aktuellen Arbeiten



EE-Technologie	NEP 2014 B 2024	hier 2020	NEP 2014 B 2034	hier 2030
Wind onshore	55,0	35,75	72,0	39,6
Wind offshore	12,7	10	25,3	25
PV	56,0	51,75	59,5	63
Biomasse	8,7	8,9	9,2	9,9
Wasser	4,7	4,7	5,0	4,9
Geothermie	n.a.	0,3	n.a.	1
sonstige EE	1,5	n.a.	2,3	n.a.
CSP Desertec	n.a.	-	n.a.	6,58

Quelle: Ecofys 2011, S. 27; 50Hertz et al. 2014, S. 31

EE-Technologie	NEP 2014 B 2024	hier 2020	NEP 2014 B 2034	hier 2030
Wind onshore	107,1	76,9	147,6	87
Wind offshore	49,5	37	100,0	95
PV	49,0	43,5	52,1	55,2
Biomasse	48,8	49,5	51,6	56,1
Wasser	17,9	23,5	19,0	24,5
Geothermie	n.a.	1,9	n.a.	6,6
sonstige EE	6,8	n.a.	11,1	n.a.
CSP Desertec	n.a.	-	n.a.	15

Quelle: Ecofys 2011, S. 28; 50Hertz et al. 2014, S. 48 f.

	NEP 2014 B 2024	hier 2020	hier 2020	hier 2020
Laufzeitverlängerung	n.a.	0a	12a	20a
Kernkraft	0	6,8	20,5	20,5
Braunkohle	15,4	18,5	18,5	17,2
Steinkohle	25,8	28	24,9	24,9
Erdgas	28,2	24,2	19,1	19,3
Speicher	10,0	7,9	7,9	7,9

Quelle: Ecofys 2011, S. 29; 50Hertz et al. 2014, S. 31

Tab. A.6 Installierte Kraftwerkskapazitäten in 2030 (GW)

	NEP 2014 B 2034	hier 2030	hier 2030	hier 2030
Laufzeitverlängerung	n.a.	0a	12a	20a
Kernkraft	0	0	13,4	20,5
Braunkohle	11,3	18,9	18,1	14,4
Steinkohle	18,4	15,3	12,2	12,2
Erdgas	37,5	40,7	31,1	27,7
Speicher	10,7	7,9	8,9	9,3

Quelle: Ecofys 2011, S. 29; 50Hertz et al. 2014, S. 31

BNetzA Kraftwerksliste (2014), www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx;jsessionid=4392A60E224DD175FC4F02929189FE5C?__blob=publicationFile&v=17

Vergleich/Kommentar

Aus heutiger Sicht bewegt sich die Höhe des Stromverbrauchs im Zeitraum 2020/2030 eher am oberen Ende der Erwartungen, die in 2010 formuliert wurden. Im Gegensatz zu den Projektionen im Energiekonzept (EWI/GWS/Prognos 2010) und in der BMU-Leitstudie (DLR/IWES/IfnE 2010) wird im Szenariorahmen des NEP nicht davon ausgegangen, dass der Verbrauch sinkt, sondern wird mit konstant 535,4 TWh angesetzt.

Bei den angesetzten zukünftigen Energieträgerpreisen fällt auf, dass diese insbesondere für Braunkohle aus heutiger Sicht wesentlich niedriger eingeschätzt werden als von Ecofys (2011). Im NEP 2013 (50Hertz et al. 2013) werden für 2023 bzw. 2033 konstant 1,5 Euro/MWh angenommen, wohingegen in 2010 Werte von 4,5 Euro/MWh in 2020 bzw. 5 Euro/MWh in 2030 angenommen wurden. Abgesehen davon ging die Modellierung von wesentlich höheren Preisen für CO₂-Zertifikate aus, als sie heute realisiert sind.

Dies war jedoch bei der Herangehensweise von Ecofys (2011) durchaus intendiert bzw. in Kauf genommen worden. Der Grund ist, dass die durch einen verstärkten Ausbau fluktuierender EE induzierten Flexibilitätsanforderungen an die KKW nicht noch zusätzlich dadurch verschärft werden sollten, dass große Mengen relativ inflexibler Braunkohlekraftwerke im System vorhanden sind. In diesem Sinne wurde ein für den KKW-Betrieb günstiger Fall modelliert, damit die dann ggf. identifizierten Konflikte zwischen EE und KKW praktische Relevanz aufweisen und nicht als Artefakt ungünstiger Annahmen abgetan werden können.



**BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG**

KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE (KIT)

Neue Schönhauser Straße 10
10178 Berlin

Fon +49 30 28491-0
Fax +49 30 28491-119

buero@tab-beim-bundestag.de
www.tab-beim-bundestag.de