

2050. Die Zukunft der Energie.



Der Weg in das regenerative Zeitalter und die Folgen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den Ausbau erneuerbarer Energien und dezentraler Mikro-Blockheizkraftwerke



Ein Gutachten von Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Universität Flensburg im Auftrag der LichtBlick AG



Flensburg, August 2010

Mrn Ai an Threp

Dr. Christian Friege

Vorstandsvorsitzender

Gero Lücking Vorstand Energiewirtschaft

Vorwort

LichtBlick steht seit seiner Gründung 1998 konsequent für die ökologische Energiewende und den Klimaschutz. Heute vertrauen fast 600.000 Kunden auf unsere saubere Energie jenseits von Kohle und Atom. Damit ist LichtBlick der größte unabhängige Energieversorger in Deutschland.

Mit dem SchwarmStrom-Konzept und den innovativen ZuhauseKraftwerken von Volkswagen geht LichtBlick einen neuen Weg der intelligenten und umweltfreundlichen Energieerzeugung. Gezielt setzen wir dabei auf eine flexible Stromproduktion, die die wetterbedingten Schwankungen von Wind- und Sonnenstrom ausgleicht.

Wir beweisen täglich, dass die ökologische Energiewende längst Realität ist. Jetzt gilt es, auf Seiten der Politik, die richtigen Weichen für Klimaschutz, Wettbewerb und Wachstum zu stellen. Eine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke weist dabei ebenso in die falsche Richtung wie der Neubau von Kohlekraftwerken. Denn die Brücke in das regenerative Zeitalter ist längst errichtet.

Verlängerte Laufzeiten – das belegt die vorliegende Studie eindrucksvoll – würden einen fundamentalen wirtschaftlichen Konflikt heraufbeschwören. Denn Atom- und Kohlekraftwerke auf der einen und erneuerbare Energien auf der anderen Seite passen auf Dauer weder wirtschaftlich noch technisch zusammen. Der für den Klimaschutz so dringend nötige Umbau der Stromversorgung würde sich um Jahrzehnte verzögern.

Dabei kann bereits in den 2020er Jahren das letzte Atomkraftwerk, in den 2040er Jahren das letzte Kohlekraftwerk vom Netz. Spätestens 2050 kann Deutschland seine Stromversorgung zu 100 Prozent aus regenerativen Energien leisten.

Die vorliegende Studie weist den Weg für eine klimafreundliche und nachhaltige "Zukunft der Energie".

Inhalt

1	Kurzfassung / Executive Summary	
	1.1 Problemstellung und Zielsetzung des Gutachtens	
	1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	
	1.2 Handlungsempfehlungen	19
2	Ausgangssituation	20
3	Die Zukunft der deutschen Stromversorgung	
	3.1 Nachhaltigkeit und Klimaverträglichkeit als Maßstab der Entwicklung3.2 Ein nachhaltiges Zukunftsszenario: Vollständige regenerative	22
	Stromversorgung bis 2050 in Deutschland	24
	3.3 Der mögliche Übergang von der derzeitigen Erzeugungsstruktur auf eine	
	vollständig regenerative Versorgung im Jahr 2050	26
	3.4 Die Entwicklung der Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2050	32
4	Regenerative Stromerzeugung und die Flexibilität	
	regelbarer Kraftwerke	
	4.1 Von der Grundlastorientierung zur Residuallastorientierung	
	4.3 Anforderungen an regelbare Kraftwerke im Übergang	37
	4.4 Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke und die 2020 verbleibende	
	Residuallast	40
	4.5 Vorteile kleiner Erzeugungseinheiten als Ergänzung zum Ausbau der	
	regenerativen Stromversorgung	46
5	Einfluss einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den	
	Ausbau der regenerative Stromerzeugung	49
6	Einfluss einer Laufzeitverlängerung auf die Investitionsbereitschaft	
	für den notwendigen Systemumbau	54
	der regenerativen Energiequellen	54
	6.2 Einfluss auf die Investitionsbereitschaft im Bereich flexibler konventioneller	
	Erzeugungseinheiten	60
7	Zusammengefasstes Ergebnis des Gutachtens	61
8	Anhang A	63
	8.1 Die Szenarien des Sachverständigenrates für Umweltfragen	
	8.2 Ergebnisse der Berechnungen des Sachverständigenrates für das Jahr 2050	66
	8.2.1 Potentiale der regenerativen Energiequellen in Deutschland und Europa 8.2.2 Ergebnisse der Szenariorechnungen des Sachverständigenrates	
	0.2.2 Ergebnisse der Ozenanorechnungen des Sachverstandigenlates	00
a	Literatur	75

1 Kurzfassung / Executive Summary

1.1 Problemstellung und Zielsetzung des Gutachtens

Problemstellung

Zur Zeit der Erstellung dieses Gutachtens, im Sommer 2010, wird in Deutschland intensiv über eine Neuausrichtung der Energiepolitik der Bundesregierung diskutiert. Hierbei steht die zukünftige Entwicklung der deutschen Stromversorgung im Mittelpunkt. Die Bundesregierung hat ein Gutachten in Auftrag gegeben, das mögliche Entwicklungen der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 untersuchen soll. Eine zentrale Bedingung für alle untersuchten möglichen Entwicklungspfade/Szenarien ist hierbei die Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung.

Die von der Regierung beabsichtigte Neuausrichtung der Energiepolitik betrifft insbesondere die verlängerte Nutzung der Kernenergie gegenüber der aktuellen Gesetzeslage. Im Jahr 2002 wurde ein Ende des Betriebs der deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2023 gesetzlich festgeschrieben. Die Bundesregierung beabsichtigt, die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke in Abweichung von dieser Gesetzeslage deutlich zu verlängern. Entsprechend lauten die politischen Vorgaben für das von der Bundesregierung in Auftrag gegebene Gutachten, ausschließlich Szenarien einer möglichen Entwicklung der Stromversorgung unter Einbeziehung einer mehr oder weniger deutlichen Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke gegenüber dem gesetzlichen Stand zu untersuchen. Nur das Basisszenario der in Auftrag gegebenen Berechnungen sieht keine Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke vor. Es sieht aber einen hohen Anteil fossiler Stromversorgung und keine substantiellen Innovationen vor, sodass die Klimaziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Das Basisszenario kann damit keine Grundlage für die Neuausrichtung der Energiepolitik liefern. Die Bundesregierung will sich in ihrer neuen Energiepolitik offensichtlich unbedingt auf eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke festlegen. Zur Diskussion steht nur das Ausmaß der Laufzeitverlängerung.

Im Gegensatz zu dieser einseitig auf eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke ausgerichteten Politik der Bundesregierung stehen vielfältige Überlegungen von anderer Seite, die Energiepolitik am Ziel einer im Jahr 2050 vollständig auf regenerativen Energiequellen basierenden Stromversorgung zu orientieren. Dies wird z. B. vom Sachverständigenrat für Umweltfragen in seiner Stellungnahme vom Mai 2010 vorgeschlagen (SRU, 2010).

Die Überlegungen der Bundesregierung gehen in ihrem langfristigen Ziel zwar von einer vollständigen Energieversorgung auf der Basis regenerativer Energieträger aus, sie ziehen aber gleichzeitig in Zweifel, dass es möglich ist, ein vollständiges Umschwenken auf diesen regenerativen Entwicklungspfad ohne den Neubau von Kohlekraftwerken und ohne eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke zu realisieren. Die Regierung geht vielmehr von der Prämisse aus, dass sowohl eine Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke als auch der weitere Neubau von Kohlekraftwerken als 'Brückentechnologie' erforderlich ist, um das langfristige Ziele einer vollständig auf regenerativen Energiequellen basierenden Stromversorgung zu realisieren. Es wird dabei von Seiten der Kernkraftwerksbetreiber der Eindruck vermittelt, dass eine Laufzeitverlängerung für die vorhandenen Kernkraftwerke besonders gut zu einem forcierten Ausbau der regenerativen Energiequellen passt.

Zielsetzung des Gutachtens

Das vorliegende Gutachten zeigt zunächst auf, wie bis 2050 der Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromerzeugung gelingen kann. Im Kontext der aktuellen Debatte untersucht es weiterhin die Frage, ob eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke über die aktuelle Gesetzeslage (2010) hinaus, den Ausbau der regenerativen Energiequellen und ergänzender Mikro-Blockheizkraftwerke in Deutschland unterstützt oder behindert.

1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

In Weiterführung der Überlegungen und Analysen des Sachverständigenrates für Umweltfragen, die in der Stellungnahme des Sachverständigenrates vom Mai 2010 (SRU, 2010) vorgelegt worden sind, kommt das Gutachten zu folgenden Ergebnissen:

- Eine vollständig regenerative Stromversorgung könnte bereits 2030 ohne jegliche Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke und den Neubau von Kohlekraftwerken erreicht werden.
- Eine konventionelle Brückentechnologie ist nicht erforderlich.
- Ein Restbetrieb der vorhandenen konventionellen Kraftwerke bis zu einer maximalen Laufzeit von 35 Jahren ist vollständig ausreichend, um den Übergang ohne jede Stromlücke sicherstellen zu können. Er verzögert die vollständige Umstellung auf regenerative Energiequellen bis fast zum Jahr 2050.
- Wind- und Solarenergie vertragen sich bei einem weiter forcierten Ausbau nicht mit einem verlängerten Betrieb der Kernenergie.
- Der Bau von Speichern, neuen Netzen und flexiblen Ergänzungskraftwerken (z.B. intelligent gesteuerten Mini-Blockheizkraftwerken) ist eine wesentliche Voraussetzung für den Ausbau der regenerativen Stromversorgung.
- Eine substantielle Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke schafft massive ökonomische Anreize für die deutschen Kernkraftwerksbetreiber, den Ausbau der regenerativen Energiequellen nach Kräften zu behindern.
- Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wird die Investitionsbereitschaft etablierter und unabhängiger Investoren sowohl im Bereich der regenerativen Energiequellen als auch im Bereich des notwendigen Ausbaus von Speichermöglichkeiten deutlich verringern. Auch Investoren in besonders flexible kleine Einheiten zur Kraft-Wärme-Kopplung, werden weniger attraktiv.
- Eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke bremst massiv den notwendigen Umbau der deutschen Elektrizitätsversorgung zu einem langfristig klimafreundlichen und nachhaltigen Versorgungssystem.

Die wichtigsten Ergebnisse im Einzelnen

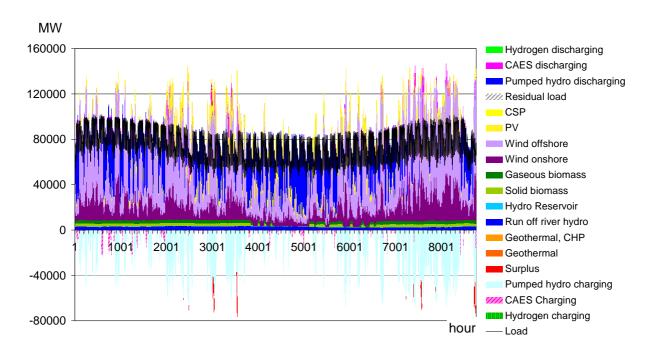
Ergebnis 1

Das Zukunftsszenario: Eine vollständige regenerative Stromversorgung für Deutschland ist bis 2050 möglich und sicher

Die Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) zeigt auf der Basis von stündlichen Berechnungen, dass die gesamte Stromnachfrage in Deutschland spätestens im Jahr 2050 in jeder Stunde des Jahres vollständig durch regenerative Energiequellen gedeckt werden kann.

Besonders günstig gestaltet sich eine 100 Prozent regenerative Stromversorgung im Zukunftsszenario bei einer Einbeziehung der norwegischen Pumpspeicherpotentiale. Norwegen verfügt über eine ausgebaute Speicherkapazität von 84 TWh (ca. 15 Prozent der gesamten deutschen Stromnachfrage eines Jahres), die durch eine einfache Ergänzung der vorhandenen Speicherseen durch zusätzliche Pumpen, Turbinen und Steig- und Fallleitungen zu einem extrem großen Pumpspeicherkraftsystem ausgebaut werden kann. Abbildung ES1 zeigt die Simulationsergebnisse des Sachverständigenrates für Umweltfragen für jede einzelne Stunde des Jahres 2050. Die Stromnachfrage (schwarze Kurve) wird in jeder Stunde des Jahres zu 100 Prozent gedeckt. Gleichzeitig kommt es nur während weniger Stunden des Jahres zu einer nicht speicherbaren Überproduktion von Strom. Es ist gut zu erkennen, dass die norwegischen Pumpspeicherkraftwerke die teilweise auftretende Differenz zwischen der deutschen Stromproduktion und der Stromnachfrage decken können. Die Graphik zeigt deutlich, dass bei weitem der größte Teil der deutschen Stromerzeugung (ca. 80 Prozent) durch die Nutzung der Windenergie gesichert wird.

Abbildung ES1: Struktur der stündlichen Stromversorgung 2050 im Zukunftsszenario (Szenario 2.1.a des SRU) (509 TWh/a) bei 100 Prozent Eigenversorgung mit Möglichkeit der Speicherung in Norwegen



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-8, S. 32

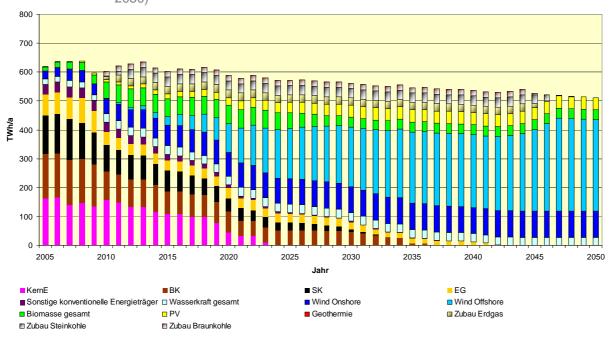
Nimmt man an, dass alle konventionellen Kraftwerke maximal 35 Jahre betrieben werden und nur die zurzeit im Bau befindlichen Kohlekraftwerke und die im Bau und Planung befindlichen Gaskraftwerke gebaut werden, ergibt sich in den Jahren von 2010 bis 2050 eine, durch die Produktion von Strom aus regenerativen Energiequellen zu schließende Lücke zwischen der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und der wahrscheinlichen Entwicklung der Stromnachfrage. Abbildung ES2 zeigt die vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2010) skizzierte Entwicklung der so zu 100 Prozent der Nachfrage ergänzten Stromerzeugung.

Ergebnis 2

Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke oder der Neubau zusätzlicher Kohlekraftwerke ist völlig unnötig

Es kann festgestellt werden, dass ohne den Neubau zusätzlicher Kohle- oder Gaskraftwerke und ohne eine faktische Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke über den gesetzlichen Stand des Atomausstiegsgesetzes hinaus in jedem Jahr eine vollständige Stromversorgung gesichert werden kann. Weder eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke noch der Bau zusätzlicher Kohlekraftwerke über die bereits im Bau befindlichen Einheiten sind als Brücke in eine 100 Prozent regenerative Stromversorgung erforderlich.

Abbildung ES2: Entwicklung der deutschen Bruttostromerzeugung im Zukunftsszenario bis 2050 in TWh/a (entsprechend SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-7, S. 52

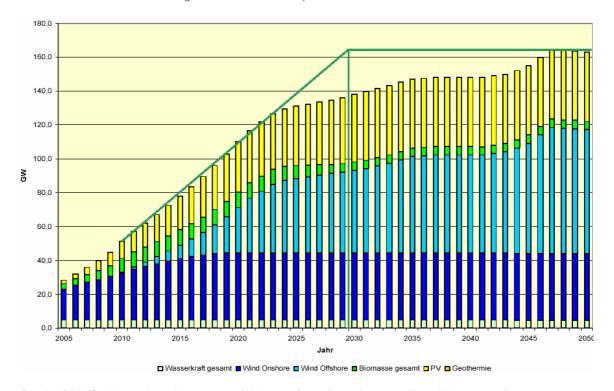
Ergebnis 3

Nur der Restbetrieb konventioneller Kraftwerke verhindert eine vollständig regenerative Stromversorgung bereits zum Jahr 2030

Trägt man die hinter der Entwicklung der Stromerzeugung stehende notwendige Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der regenerativen Stromerzeugung allein auf (Abbildung ES3), kann man unschwer erkennen, dass ein kaum höherer Zubau erforderlich ist, als er bereits in den Jahren 2005 bis 2009 realisiert worden ist. Es ist auffällig, dass der jährliche Zubau von regenerativen Erzeugungskapazitäten ab dem Jahr 2024 sogar deutlich abnimmt. Hintergrund für dieses stark abnehmende Ausbautempo ist allein die Rücksichtnahme auf die zu diesem Zeitpunkt noch in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke, welchen in allen Rechnungen des Sachverständigenrates Laufzeiten von 35 Jahren zugestanden werden (vgl. Abbildung ES2, oben). Nur aus diesem Grund wird nicht bereits im Jahr 2030 eine vollständig regenerative Stromerzeugung erreicht.

Abbildung ES3: Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten im Zukunftsszenario bis 2050 in GW (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050).

Die grüne Linie schreibt den Ausbautrend der regenerativen Erzeugungskapazitäten 2010 bis 2020 in die Folgejahre bis zur Erreichung der maximalen Kapazität fort.



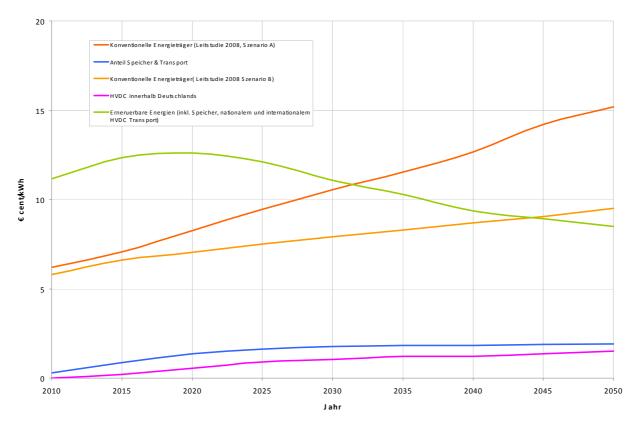
Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-9, S. 54 (vom Autor um Trendlinie ergänzt)

Ergebnis 4

Eine vollständig regenerative Energieversorgung ist die langfristig kostengünstigste Versorgungsvariante

Der Sachverständigenrat stellt außerdem fest, dass ein entsprechender Umbau des Elektrizitätssystems auf eine vollständig regenerative Stromerzeugung langfristig die kostengünstigste Variante der Stromversorgung ist (vgl. Abbildung ES4). In der Zwischenzeit rechnet der Sachverständigenrat mit um 1,5 – 3,5 Cent/kWh moderat erhöhten Stromgestehungskosten (SRU, 2010, S. 52 und Abbildung ES5).

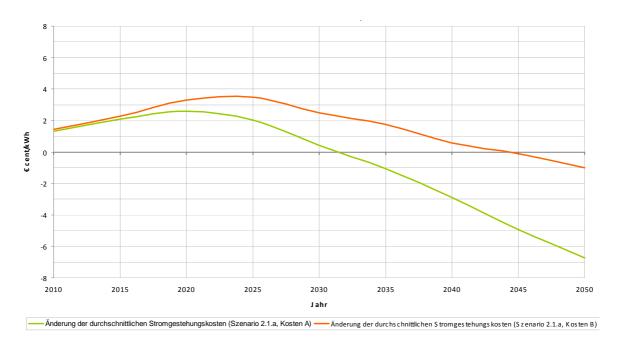
Abbildung ES4: Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten aus regenerativen Energiequellen (einschließlich Speicherung und nationalem und internationalem Netzausbau) im Vergleich zur möglichen Entwicklung der Stromgestehungskosten der konventionellen Erzeugung im Zukunftsszenario (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-30, S. 81 (vereinfachte Abbildung)

Abbildung ES5:

Veränderung der durchschnittlichen spezifischen Stromgestehungskosten durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in Deutschland im Zukunftsszenario (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



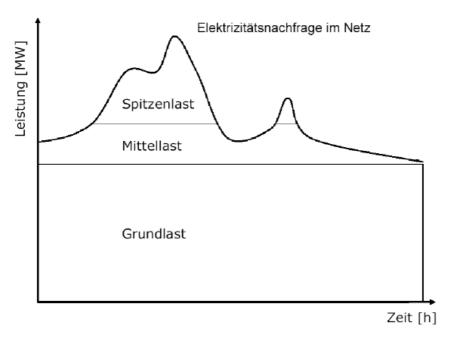
Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-31, S. 52 (vereinfachte Abbildung)

Ergebnis 5

Grundlastkraftwerke passen nicht zum Ausbau der regenerativen Stromversorgung

Braunkohle- und Kernkraftwerke sind in Zeiten vor dem Einsatz von Wind- und Solarenergie für die Abdeckung der sogenannten Grundlast (vgl. Abbildung ES6) konzipiert und ausgelegt worden. Das heißt, sie sollen möglichst während des gesamten Jahres mit ihrer vollen Leistung Strom produzieren. Sie zeichnen sich durch relativ hohe Investitions- und relative niedrige Brennstoffkosten aus, sodass eine hohe Betriebsstundenzahl pro Jahr zu besonders niedrigen Stromgestehungskosten führt.

Abbildung ES6: Stilisierte Struktur eines Tageslastgangs und die Unterteilung in die verschiedenen Lastsegmente

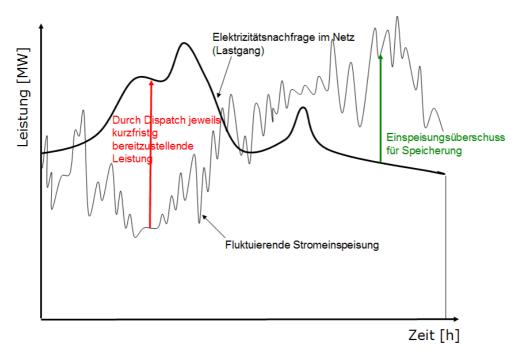


Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-23, S. 72

Die technischen Eigenschaften von Kernkraftwerken führen dazu, dass ein Anfahren eines Kernkraftwerks aus dem Stillstand bis auf volle Leistung ca. 50 Stunden benötigt. Vor der massiven Einführung von Wind- und Sonnenenergie war diese Tatsache fast ohne Belang, da ein Kernkraftwerk nur höchst selten vollständig abgeschaltet werden musste.

Durch die Einführung immer größerer Anteile der Stromerzeugung aus nicht regelbaren regenerativen Energiequellen hat sich allerdings eine völlig neue Situation ergeben, die in stark vereinfachter Form in Abbildung ES7 dargestellt ist. Da Wind und Sonne aufgrund ihrer vorteilhaften Kostenstruktur (variable Kosten gleich Null) immer vor allen Kraftwerken mit Brennstoffkosten in Betrieb gehen, stehen alle regelbaren Kraftwerke einschließlich der Kernkraftwerke vor der Aufgabe, nur eine sich mit der Einspeisung der Windenergie schnell ändernden sogenannten Residuallast bedienen zu müssen. Ab einem bestimmten Anteil von Windenergie im System kommt es zu Nachfragesituationen, in welchen Kernkraftwerke trotz ihrer niedrigen Brennstoffkosten vom Netz genommen werden müssen, weil sie nicht mehr mit der minimal erforderlichen Leistung produzieren können. Im Fall deutscher Siedewasserreaktoren liegt diese Schwelle für jedes Kraftwerk bei

Abbildung ES7: Stilisierte Struktur eines Tageslastgangs und die Einspeisung aus nicht geregelten regenerativen Energiequellen



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-24, S. 73

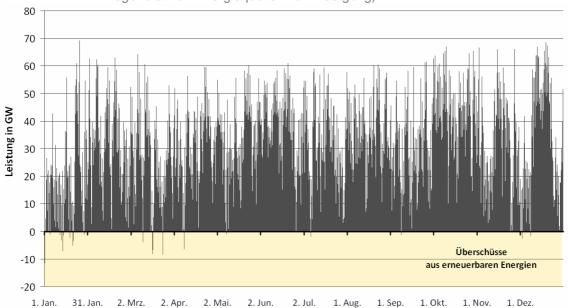
ca. 60 Prozent der maximalen Leistung und für die deutschen Druckwasserreaktoren liegt die entsprechende Minimalleistung bei 50 Prozent der maximalen Leistung. Kommt es zu einer Abschaltung eines Kernkraftwerks aufgrund der Unterschreitung dieser Schwelle, dauert es ca. 50 Stunden, bis dieses Kraftwerk wieder voll zur Verfügung steht.

Ergebnis 6

Bereits im Jahr 2020 erzwingen Wind- und Solarstrom häufige Abschaltungen von Kernkraftwerken

Bereits im Jahr 2020 kommt es bei dem aus Gründen des Klimaschutzes notwendigen Ausbau der regenerativen Energiequellen Wind- und Sonnenenergie relativ häufig zu der Situation, dass die stündliche Residuallast (Netzlast minus Wind- und Solarstrom) unter die heutige Leistung der Kernkraftwerke von insgesamt ca. 21 GW absinkt. Wird die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke auf 45 oder mehr Jahre verlängert, dürfen im Jahr 2020 noch alle Kernkraftwerke betrieben werden. Wird eine Residuallast von 11,4 GW unterschritten, müssen alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden. Ein Wert, der im Jahr 2020 bei einem konsequenten Ausbau der regenerativen Stromversorgung häufig unterschritten wird. In einer ganzen Reihe von Stunden sinkt die Residuallast sogar auf Null, wie Abbildung ES8 zeigt.

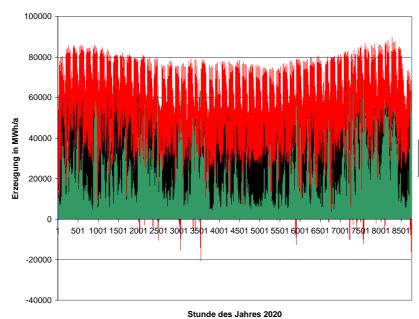
Abbildung ES8: Modellberechnung der stündlichen Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im Jahr 2020 (Differenz der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen zum Lastgang)



Quelle: Sterner et al. 2010

Die notwendige Abschaltung von Kernkraftwerken führt jeweils zu erheblichen Betriebsunterbrechungen. Abbildung ES9 zeigt, dass aus diesem Grund nach Starkwindperioden häufig bei hoher zu deckender Residuallast nicht die volle Kapazität der vorhandenen Kernkraftwerke verfügbar ist.

Abbildung ES9: Modellberechnung der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Laufwasserkraft, aus Kernenergie sowie der durch diese Energiequellen nicht gedeckten Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im Jahr 2020 bei einer Laufzeit von 45 und mehr Jahren für Kernkraftwerke (Berechungen auf der Basis SRU 2010)



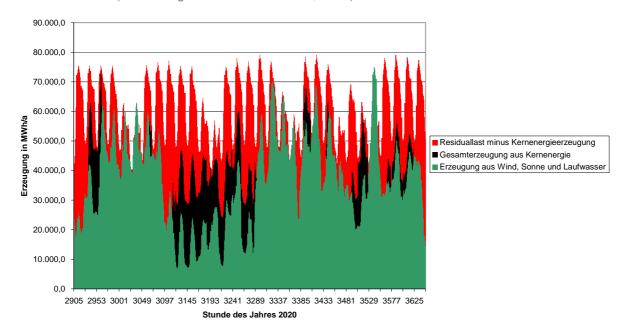
■ Residuallast minus Kernenergieerzeugung
■ Gesamterzeugung aus Kernenergie
■ Erzeugung aus Wind, Sonne und Laufwasser

Ergebnis 7

Kernenergie kann bereits 2020 in vielen Stunden des Jahres keine gesicherte Leistung mehr erbringen

Am Beispiel des Monats Mai des Jahres 2020 ist in Abbildung ES10 leicht zu sehen, dass die vorhandenen Kernkraftwerke (angenommene Kapazität 21 GW in 2020) aufgrund kurzzeitig geringer Residuallasten für erhebliche Zeitspannen trotz hoher zu bedienender Residuallasten überhaupt nicht für die Stromproduktion zur Verfügung stehen. In diesen Phasen können die vorhandenen Kernkraftwerke keinen gesicherten Beitrag zur nationalen Stromversorgung leisten. Für andere regelbare Kraftwerkseinheiten gilt diese Einschränkung nicht. Im Unterschied zu den Anfahrdauern von ca. 50 Stunden bei Kernkraftwerken, können selbst Braunkohlekraftwerke aus dem kalten Zustand innerhalb von fünf Stunden auf Volllast hochgefahren werden. Gasturbinenkraftwerke benötigen lediglich 20 Minuten, während Blockheizkraftwerke oder Pumpspeicher-Kraftwerke innerhalb von 90 Sekunden aus dem Stillstand auf voller Leistung sein können. Kernkraftwerke passen in 2020 nicht mehr zu den Strukturen einer nachhaltigen Elektrizitätsversorgung.

Abbildung ES10: Modellberechnung der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Laufwasserkraft, aus Kernenergie sowie der nicht gedeckten Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im Mai 2020 bei einer Laufzeit von 45 und mehr Jahren für Kernkraftwerke (Mai 2020) (Berechungen auf der Basis SRU, 2010)

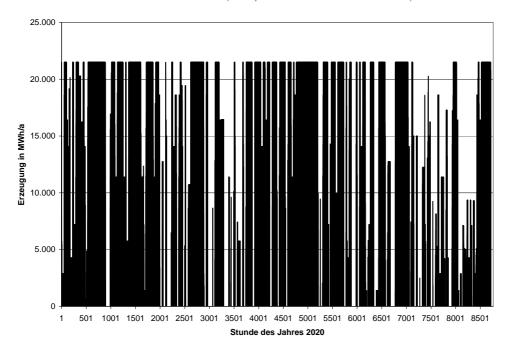


Ergebnis 8

Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke schafft massive ökonomische Anreize zur Behinderung des notwendigen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung

Wie aus Abbildung ES11 deutlich wird, werden die im Jahr 2020 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke nicht mehr als 'Grundlastkraftwerke' durchgehend betrieben. Vielmehr wechseln sich Stunden mit dem Betrieb aller Kernkraftwerke häufig mit Stunden von Teillastbetrieb und vollständigen Abschaltungen ab.

Abbildung ES11: Verbleibender Betrieb von Kernkraftwerken im Jahr 2020 bei einer Laufzeitverlängerung auf 45 und mehr Jahre auf der Basis des Zukunftsszenarios (entspricht SRU-Szenario 2.1.a)



Schaltet man immer erst dann das erste Kernkraftwerk ab, wenn alle anderen Kernkraftwerke bereits auf Minimalleistung herunter geregelt worden sind, kommt es bei Laufzeitverlängerungen auf 45 und mehr Jahre zu einem Produktionsausfall aus Kernkraftwerken durch erzwungene Abschaltungen in der Größenordnung von 20 TWh/a. Je nach dem, im Jahr 2020 an der Börse erzielbaren, Strompreis verursacht dieser Produktionsausfall durch einen konsequenten Ausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung den Kernkraftwerksbetreibern entgangene Gewinne in der Höhe von gut einer Milliarde Euro pro Jahr. Bleibt die gesetzliche Regelung zum Restbetrieb der deutschen Kernkraftwerke unverändert, kommt es bei den wenigen im Jahr 2020 noch vorhandenen Kernkraftwerken zu einem Produktionsausfall von lediglich 1 TWh/a. Tabelle ES1 verdeutlicht die Zusammenhänge in Zahlen.

Tabelle ES1: Summe der jährlichen Abschaltungen von Kernkraftwerken und der zu erwartenden Verluste der Kernkraftwerks-Betreiber im Jahr 2020 sowie für die Restlaufzeit Kernkraftwerke bei einem altruistischen, nicht marktorientierten Verhalten der Kraftwerksbetreiber.

	Laufzeit der deutschen KKW in Jahren				
	32	40	44	52	60
	entspricht einer Laufzeitverlängerung um y Jahre				
	0	8	12	20	28
Abschaltung des letzten KKWs	2024	2029	2033	2041	2049
Durchschnittliches Betriebsende aller Kraftwerke im Jahr	2014	2022	2026	2034	2042
KKW-Abschaltungen im Jahr 2020 a)	70	374	629	687	687
Minimale Zahl der Abschaltungen bis zum Laufzeitende (Basisjahr 2020) ^{a), b)}	100	1.122	4.403	10.305	15.801
Verluste der KKW-Betreiber durch Abschaltungen im Jahr 2020 in Millionen Euro ^{c)}	43	372	805	920	920
Minimale Verluste der KKW-Betreiber durch Abschaltungen bis zum Laufzeitende in Millionen Euro ^{c)}	62	1.115	5.634	13.799	21.158

a) Erläuterung: Die Zahl der Abschaltungen wird in der Praxis sehr viel höher liegen als in der Tabelle ausgewiesen, da für die hier vorgestellten Ergebnisse eine altruistische Verhaltensweise der Kernkraftwerksbetreiber unterstellt wurde, um den Gesamtschaden zu minimieren. Es wurde angenommen, dass zunächst alle Kernkraftwerke in ihrer Leistung bis auf die Minimalleistung abgeregelt werden, bevor das erste Kernkraftwerk abgeschaltet wird. Im Markt wird sich aber höchstwahrscheinlich kein altruistisches Verhalten der Betreiber durchsetzen. Es werden vielmehr alle kostengünstigeren Kernkraftwerke mit voller Leistung betrieben und die teuersten Grenzkraftwerke nacheinander abgeregelt und komplett abgeschaltet. Im Jahr 2020 führt das altruistische Abregeln zu ca. 20 TWh/a Produktionsausfall (die den Berechnungen der Tabelle zugrunde liegen), während das marktorientierte Verhalten zu einem Produktionsausfall von ca. 78 TWh/a führt.

Der ökonomische Schaden über die gesamte Restlaufzeit bei einer maximalen Laufzeitverlängerung um 28 Jahre würde sich bei einem marktorientierten Verhalten auf bis zu 80 Milliarden Euro fast vervierfachen.

- b) Zahl der Abschaltungen im Jahr 2020 multipliziert mit der Zahl der Jahre von 2020 bis zum Jahr des durchschnittlichen Betriebsendes aller deutschen Kernkraftwerke, die 2010 noch in Betrieb sind. Die Zahl der wirklichen Abschaltungen liegt substantiell höher, da ab 2020 der Anteil der regenerativen Energiequellen weiter steigt und es bereits vor 2020 zu erzwungenen Abschaltungen kommt, die hier nicht mit eingerechnet wurden. Beide Effekte wurden hier nicht berücksichtigt, da für das vorliegende Gutachten nur die Situation des Jahres 2020 im Detail analysiert werden konnte
- c) Produktionsausfälle aufgrund von Abschaltungen und gedrosselter Fahrweise über die gesamte Laufzeit von 2020 bis zur Abschaltung des letzten AKWs bei 25 €/MWh variablen Kosten und einem Strompreis von 70 €/MWh

Geht man allerdings realistischerweise davon aus, dass sich Kernkraftwerksbetreiber nicht altruistisch verhalten, wird immer nur das teuerste Kernkraftwerke abgeregelt und anschließend außer Betrieb genommen. In diesem Fall kommt es viel häufiger zu Abschaltungen von Kernkraftwerken und den folgenden Stillständen. Diese marktorientierte Verhaltensweise der Kraftwerksbetreiber führt bei Laufzeitverlängerungen auf

45 und mehr Jahre zu Produktionsausfällen von ca. 78 TWh und entgangenen Gewinnen von über drei Milliarden Euro im Jahr 2020.

Gerade bei erheblichen Laufzeitverlängerungen müssen diese Zahlen mit einer Vielzahl von Jahren multipliziert werden, in welchen den Kernkraftwerksbetreibern ähnlich hohe oder höhere Gewinne entgehen. Insgesamt summieren sich diese Verluste bei erheblichen Laufzeitverlängerungen auf eine Größenordnung von 80 Milliarden Euro und mehr.

Sobald eine entsprechende Verlängerung der Laufzeiten für deutsche Kernkraftwerke beschlossen wird, wird dadurch für die Kernkraftwerksbetreiber ein Anreiz in Milliardenhöhe geschaffen, den notwendigen und politisch unstrittigen Ausbau der regenerativen Energiequellen Wind und Sonnenenergie in der Elektrizitätserzeugung nach Kräften zu behindern.

Ergebnis 9

Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke sind ein Signal an Investoren, nicht in Wind- und Sonnenenergie zu investieren

Da Investoren im Bereich der Wind- und Sonnenenergie klar ist, dass Laufzeitverlängerungen für deutsche Kernkraftwerke massive Behinderungsversuche des Ausbaus der regenerativen Energiequellen durch die vier großen deutschen Energieversorgungsunternehmen nach sich ziehen, ist jede substantielle Laufzeitverlängerung gleichzeitig ein Signale an potentielle Investoren im Bereich der regenerativen Energiequellen, größere Risiken zu erwarten und Investitionszurückhaltung zu üben.

Ergebnis 10

Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke machen Investitionen in flexible konventionelle Kraftwerke weniger attraktiv

Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke auf mehr als 45 Jahre führen dazu, dass im Jahr 2020 noch Kernkraftwerke mit einer Leistung von 21 GW im deutschen Netz sein werden. Sobald die Residuallast im Netz unter diese Marke fällt, werden die Kernkraftwerke versuchen, die gesamte Residuallast zu versorgen. Solange die Kraftwerke im Teillastbereich gefahren werden können, scheiden andere konventionelle Stromanbieter aus dem Markt aus, da sie höhere variable Kosten als Kernkraftwerke haben. Gute Chancen am Markt haben andere Anbieter regelbarer Stromerzeugung vor allem dann, wenn Kernkraftwerke aufgrund eines vorherigen Stillstands nicht schnell genug hochgefahren werden können.

Obwohl Kernkraftwerke häufig keine gesicherte Leistung erbringen können (vgl. Abbildung ES10 oben), reduziert eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke die Wirtschaftlichkeit der sehr viel besser zur stark fluktuierenden regenerativen Stromerzeugung passenden Erzeugungsanlagen. Damit werden Investitionen in diese für das Gesamtsystem sinnvolle Technologie weniger attraktiv. Es kommt zu einer groben Fehlsteuerung bei der notwendigen Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgung. Die Chancen für mehr Wettbewerb im derzeit oligopolistischen Erzeugungsmarkt sinken.

Ergebnis 11

Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke behindern den Klimaschutz

Gelingt es den Kernkraftwerksbetreibern, den notwendigen Ausbau der regenerativen Stromversorgung erfolgreich zu behindern und zu verzögern, wirkt sich dies langfristig negativ auf den aus Gründen des Klimaschutzes notwendigen Umbau der Elektrizitätsversorgung aus. Gleichzeitig werden Investoren abgeschreckt, in gut regelbare und schnell startende kleine Erzeugungseinheiten oder Speicher zu investieren, die wichtiger Bestandteil des notwendigen Systemumbaus hin zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung sind.

Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wirkt damit einem langfristig nachhaltigen Klimaschutz entgegen und ist aus diesem Grund entschieden abzulehnen.

1.2 Handlungsempfehlungen

Für die Politik ergeben sich aufgrund der analysierten Sachlage folgende Empfehlungen:

- Eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke ist nicht erforderlich;
- ein Neubau von Kohlekraftwerken ist nicht erforderlich;
- Leitlinie der Politik muss ein konsequenter Ausbau der regenerativen
 Energiequellen zu einer 100 Prozent regenerativen Stromversorgung sein. Dieser muss flankiert werden von
 - dem Ausbau von Speichermöglichkeiten besonders im Bereich der großvolumigen Pumpspeicher in Norwegen;
 - o dem Ausbau der Übertragungsnetze zwischen der deutschen Nordseeküste und den deutschen Verbrauchszentren;
 - dem Ausbau der Übertragungsleitungen zwischen Deutschland und Norwegen zur Einbindung großer Speicherpotentiale und
 - o der Förderung des Ausbaus hoch flexibler Erzeugungseinheiten zunächst auf Erdgas und später auf Biogasbasis.

2 Ausgangssituation

Vor dem Hintergrund des vom Menschen verursachten Klimawandels (vgl. z. B. IPCC, 2007a) ist es erforderlich die Energieversorgung im Allgemeinen und die Stromversorgung der Industrieländer im Besonderen mittel- bis langfristig weitgehend ohne die Emission von Treibhausgasen zu realisieren.

Nach Aussagen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2007b, S. 776) wird es erforderlich sein, die Treibhausgasemissionen der Industrieländer bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber den Emissionen des Jahres 2000 zu reduzieren.

Zurzeit trägt die Umwandlung von Kohle, Erdöl und Erdgas in Endenergie, die in den verschiedensten Formen und Bereichen genutzt wird, zu ca. 85 Prozent des in Deutschland verursachten Anteils am globalen anthropogenen Treibhauseffekt bei. Die massive Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Energieversorgung (Dekarbonisierung), ist daher ein notwendiger Bestandteil jeder zukünftigen Veränderung unserer Energieversorgung.

Der Dekarbonisierung der Stromerzeugung kommt eine besondere Bedeutung zu. Zum einen emittierte die von der Stromerzeugung dominierte Energiewirtschaft im Jahr 2008 fast 47 Prozent aller energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland (Berechung auf der Basis von BMWi, 2010, Tabelle 9). Zum anderen stehen in den nächsten 10 Jahren Entscheidungen über den Ersatz von mehr als 30 Prozent der deutschen Kraftwerke an. Neue Kraftwerke haben eine Lebensdauer von bis zu 50 Jahren, sodass bis 2020 über einen großen Teil der Kraftwerkskapazität und damit der Treibhausgasemissionen des Jahres 2050 entschieden wird.

In Deutschland besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass eine drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung langfristig durch eine Umstellung der Versorgung auf regenerative Energiequellen erfolgen muss. So geht die Bundesregierung im Koalitionsvertrag davon aus, dass die Nutzung der Kernenergie und der Einsatz von Techniken zur Rückhaltung und Speicherung von CO₂ aus Verbrennungsprozessen (bekannt unter der Bezeichnung Carbon Capture and Storage, kurz CCS) nur Brückentechnologien in eine regenerative Zukunft der Stromversorgung darstellen (CDU, CSU und FDP, 2009, S. 29).

Die Bundesregierung beabsichtigt vor diesem Hintergrund ein neues Energiekonzept vorzulegen, dessen wesentliches Unterscheidungsmerkmal zur bisherigen Energiepolitik sein wird, aus dem, im Jahr 2002 gesetzlich verankerten, Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen und die verbleibenden Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke erheblich zu verlängern.

Zur Vorbereitung des Energiekonzepts hat die Bundesregierung die Berechung von vier Energieszenarien für die Zeit bis zum Jahr 2050 in Auftrag gegeben. In diesen Szenarien wird von einer Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden deutschen Atomkraftwerke um 4, 12, 20 und 28 Jahren ausgegangen. Dabei sollen alle Szenarien davon ausgehen, dass der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2020 30 Prozent erreicht und die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent verringert werden.

Die erneuerbaren Energien sollen auf Dauer den Hauptteil der Energieversorgung übernehmen. Gleichzeitig soll der Bau hocheffizienter Kohlekraftwerke weiterhin möglich sein und die Option der Abscheidung und Lagerung von ${\rm CO_2}$ (CCS) in die Modellrechnungen einbezogen werden.

Ob es sich bei der verlängerten Nutzung der Kernenergie und dem Einsatz von neuen Kohlekraftwerken mit CCS überhaupt, wie von der Bundesregierung unterstellt, um Brückentechnologien für einen Übergang zu einer weitestgehend regenerativen Energieversorgung handelt, wird in der wissenschaftlichen Diskussion bezweifelt. So vertritt zum Beispiel der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2010, S. 74 ff) die Position, dass Grundlastkraftwerke aus technischen wie auch ökonomischen Gründen nicht mit dem notwendigen forcierten Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen vereinbar sind.

Im vorliegenden Gutachten wird gezeigt, dass eine vollständige Umstellung der deutschen Stromerzeugung auf regenerative Energiequellen bis zum Jahr 2050 leicht möglich ist. Sie könnte sogar bereits bis zum Jahr 2030 erreicht werden. Für diese Umstellung ist vor allem ein weiterer forcierter Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, der Speichermöglichkeiten für Strom, der Elektrizitätsnetze und flexibler Ergänzungskraftwerke dringend erforderlich.

Das Gutachten zeigt, dass es keiner weiteren Brücke für den notwendigen Umbau der deutschen Elektrizitätserzeugung bedarf. Eine Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke und der Bau neuer Kohlekraftwerke mit oder ohne CCS sind keine Brückentechnologie in eine regenerative Energiezukunft. Vielmehr schaffen solche Schritte starke Anreize, den erforderlichen Ausbau der Elektrizitätsversorgung aus regenerativen Energiequellen erheblich zu verzögern. Sie gefährden damit die Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele.

3 Die Zukunft der deutschen Stromversorgung

3.1 Nachhaltigkeit und Klimaverträglichkeit als Maßstab der Entwicklung

Seit der Veröffentlichung des Berichts "Our Common Future" der UN-Kommission für Umwelt und Entwicklung (UNCED) im Jahre 1987 und dem UN Earth Summit in Rio 1992 hat sich die internationale Staatengemeinschaft darauf geeinigt, dass sich die zukünftige Entwicklung an den Grundprinzipien einer nachhaltigen Entwicklung und besonders dem Prinzip der Generationengerechtigkeit orientieren muss. Der UN-Bericht definiert nachhaltige Entwicklung wie folgt: "Sustainable development is a development that meets the needs of the present generation without compromising the ability of future generations to meet their own needs." (WCED, 1987, S. 54). Der Kernsatz des Berichts, der in deutschen Ausgabe im Jahr 1987, als "sustainable development" noch mit "dauerhafte Entwicklung" übersetzt wurde, wird folgendermaßen ins Deutsche übersetzt: "Dauerhafte Entwicklung ist Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können." (Brundtland und Hauf, 1987, S. 46) Heute wird allgemein der Begriff "nachhaltige Entwicklung" als Übersetzung für "sustainable development" verwendet.

Die Bundesregierung geht in ihrer zuerst im Jahr 2002 veröffentlichten Nachhaltigkeitsstrategie, die heute eine der Grundlagen der deutschen Politik darstellt, vom Prinzip der Generationengerechtigkeit aus. Sie formuliert in der Nachhaltigkeitsstrategie (2002, S. 5): "Jede Generation muss ihre Aufgaben lösen und darf sie nicht den kommenden Generationen aufbürden." Sie führt weiter aus (S. 6): "Insgesamt liegt der Nachhaltigkeit ein ethischer Ansatz zugrunde. Dass wir neben den berechtigten Anliegen der heute lebenden Menschen bei den notwendigen Weichenstellungen maßgeblich die Lebenschancen der Kinder und Enkelkinder in den Blick nehmen, ist der Grund, weshalb wir Klimaschutz betreiben, die Energieeffizienz steigern und die erneuerbaren Energien ausbauen."

Die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung führt zur Frage der Kernenergie aus (S. 144): "Die Nutzung der Kernenergie stellt keine Lösung der Klimaproblematik dar. Ihre auf Dauer nicht verantwortbaren Risiken und die auf Jahrtausende verbleibenden hoch problematischen Abfälle sind mit einer nachhaltigen Energiepolitik und insbesondere dem Grundsatz der Generationengerechtigkeit nicht zu vereinbaren. Bundesregierung und Elektrizitätsversorgung haben sich vor diesem Hintergrund am 14. Juni 2000 darauf verständigt, die Stromerzeugung aus Kernenergie geordnet zu beenden. Vorhandene Kernkraftwerke sind stillzulegen, wenn sie die für jede einzelne Anlage festgelegte Strommenge (Reststrommenge ab dem 1.1.2000) erzeugt haben."

Auf der Homepage des Presse- und Informationsamts der Bundesregierung wurde zur Gültigkeit dieser Nachhaltigkeitsstrategie im Juni 2010 folgende Aussage gemacht: 'Die nationale Nachhaltigkeitsstrategie wurde 2002 beschlossen und bestimmt seitdem den Kurs für eine nachhaltige Entwicklung in unserem Land. Sie hat den Titel "Perspektiven für Deutschland" und enthält konkrete Aufgaben und Ziele.'

Im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung sind die Treibhausgasemissionen der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 Prozent zu senken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die von der Elektrizitätserzeugung dominierte Energiewirtschaft im Jahr 2008 mit fast 47 Prozent zu den energiebedingten CO_2 -Emissionen beigetragen hat (Berechung auf der Basis von BMWi, 2010, Tabelle 9). Sie hatte damit gleichzeitig einen Anteil von ca. 36 Prozent an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen. Ein effektiver Klimaschutz im Sinne der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung ist nur zu erreichen, wenn bereits heute jede Entscheidung über den Neubau von Kraftwerken

auf ihre Verträglichkeit mit den Treibhausgasreduktionszielen der nächsten 45 Jahre geprüft wird, da Großkraftwerke in der Regel für Laufzeiten von 35 bis 50 Jahren gebaut werden.

Wie der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seiner Stellungnahme zur CO₂ Abtrennung und Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage oder kurz CCS) ausführt, gefährdet eine Nutzung der möglichen Speicherstätten durch die Einlagerung von CO₂ aus Kohlekraftwerken die zukünftige Lösung des Klimaproblems, denn diese Speicherstätten werden in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts mit hoher Wahrscheinlichkeit für die Erzielung negativer Treibhausgasemissionen durch die Kombination von CCS mit der energetischen Nutzung von Biomasse benötigt (SRU, 2009, S. 18 ff). Wie das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in seinem vierten Sachstandsbericht von 2007 gezeigt hat, wird eine Stabilisierung der Treibhausgase auf einem vertretbaren Niveau nicht nur eine Halbierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 erfordern, sondern zwischen 2070 und 2100 auch per Saldo negative globale Treibhausgasemissionen verlangen (IPCC 2007b, S. 16). Negative Emissionen lassen sich vor allem durch eine Kombination von energetischer Biomassenutzung und CCS erreichen. Die Nutzung von CCS für CO2 aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe und die daraus folgende Blockierung von möglichen Lagerstätten für CO₂ aus CCS ist deshalb in keinem Fall als nachhaltig im Sinne der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung anzusehen.

Eine verlängerte Nutzung der vorhandenen deutschen Kernkraftwerke steht nach Einschätzung der offiziellen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung in krassem Widerspruch zu den Zielen einer nachhaltigen Entwicklung und verletzt das Grundprinzip der Generationengerechtigkeit. Wie sehr zukünftige Generationen durch die Nutzung der Kernenergie belastet werden können, zeigen die bereits nach wenigen Jahrzehnten in den sogenannten "Endlagern" Asse und Morsleben auftretenden Probleme (vgl. z. B. FTD, 2010).

Eine nachhaltige Energiestrategie muss daher sowohl auf die verlängerte Nutzung der Kernenergie als auch auf den Einsatz von CCS zur Verlängerung der Nutzungsmöglichkeiten fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung verzichten. Eine nachhaltige Energieversorgung muss konsequent auf Energieeffizienz und regenerative Energieversorgung setzen, wie dies bereits in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (S. 152) festgehalten ist.

Nach Analysen des Sachverständigenrates für Umweltfragen (2010) ist eine vollständig auf regenerativen Energieträgern aufbauende Stromversorgung nicht nur bis zum Jahr 2050 realisierbar, sie ist sogar schon mittelfristig die Energieversorgung mit den niedrigsten Kosten, selbst wenn man alle vermiedenen Klimafolgeschäden und möglichen Folgeschäden der Kernenergienutzung außer Acht lässt.

3.2 Ein nachhaltiges Zukunftsszenario: Vollständige regenerative Stromversorgung bis 2050 in Deutschland

Auch wenn konstatiert werden muss, dass eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke nicht mit den von der Bundesregierung selbst zum Maßstab erhobenen Kriterien der Nachhaltigkeit und Generationengerechtigkeit vereinbar ist, soll im Folgenden doch noch geprüft werden, ob es sich eventuell um eine notwendige Überbrückung einer Übergangsphase bis zur vollständigen Elektrizitätsversorgung durch regenerative Energiequellen handelt. Ist eine Laufzeitverlängerung für die bestehenden deutschen Kernkraftwerke eine nicht zu vermeidende Brückentechnologie auf dem Weg in eine nachhaltige Energiezukunft und würde es ohne sie oder den massiven Neubau von Kohlekraftwerken zu einer Stromlücke kommen, wie von der Deutschen Energie-Agentur (2008, S. 1) behauptet?

Um die Frage klären zu können, ob es sich bei einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke um eine, zwar nicht nachhaltige, aber nicht zu vermeidende Brückentechnologie handelt, wird auf die kürzlich veröffentlichten Szenarien des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU, 2010) zurückgegriffen, die im Anhang A in ihren wichtigsten Grundzügen dargestellt werden. Der Sachverständigenrat untersucht die Möglichkeiten einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 und mögliche Entwicklungspfade von der Struktur heutigen Elektrizitätserzeugung zum Zielszenario des Jahres 2050.

Eine vollständig regenerative Stromversorgung für Deutschland muss nicht nur die gesamte nachgefragte Strommenge des Zieljahres 2050 bereitstellen können, sondern auch während jeder Stunde des Jahres jede Nachfrage nach Strom in Deutschland befriedigen können. Der Sachverständigenrat hat zunächst die nach Abzug aller konkurrierenden Verwendungen realisierbaren Potentiale der verschiedenen regenerativen Energiequellen in Deutschland vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) bestimmen lassen. Auf der Basis dieser Potentiale und eines auf die wahrscheinliche Stromnachfrage von gut 500 TWh/a skalierten historischen stündlichen Lastgangs der deutschen Stromnachfrage hat das DLR mit seinem Modell REMix die kostenminimale Stromversorgung jeder Stunde des Jahres 2050 berechnet. Es konnte für verschiedene Szenarien nachgewiesen werden, dass in jedem untersuchten Fall eine vollständig regenerative Stromversorgung für Deutschland möglich ist (vgl. SRU, 2010). Die Palette der untersuchten Szenarien reichte dabei von einer vollständigen Selbstversorgung ohne elektrische Verbindung mit dem Ausland bis zu einer Versorgung im Verbund von 36 Ländern in Europa und Nordafrika. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise und der einzelnen Szenarien findet sich im Anhang und in der Stellungnahme des SRU (2010).

Für den Zweck dieses Gutachtens und zur Beantwortung der Frage, ob eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als Brückentechnologie erforderlich ist, wird im Folgenden das Szenario 2.1.a des Sachverständigenrates herangezogen, das für dieses Gutachten als "Zukunftsszenario" bezeichnet wird.

Das Zukunftsszenario (Szenario 2.1.a des SRU) unterstellt, dass 100 Prozent der nachgefragten Strommenge in Deutschland produziert wird, dass aber die Pumpspeicherkapazitäten Norwegens genutzt werden können. Verluste bei der Speicherung und beim Transport dürfen durch ausländische Produktion ausgeglichen werden. Wie Tabelle 1 zeigt, stützt sich die regenerative Stromproduktion des Jahres 2050 zu ca. 80 Prozent auf die Nutzung der Windenergie und zu knapp 10 Prozent auf photovoltaische Stromerzeugung. Feste Biomasse und Biogas tragen jeweils gut drei Prozent zur Deckung der Nachfrage bei. Biomasse wird aus Effizienzgründen nur in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Die Wasserkraft wird im gleichen Umfang zur primären Stromproduktion genutzt wie bereits im Jahr 2010.

Als Speicher kommen im Wesentlichen norwegische Pumpspeicher mit einer Pump- und Erzeugungsleistung von ca. 42 GW (vgl. SRU, 2010, S. 69) zum Einsatz. Daneben werden in Deutschland vor allem Druckluftspeicher mit einer Erzeugungsleistung von gut 18 GW genutzt. Die deutschen Pumpspeicher bleiben im Wesentlichen Netzdienstleistungen vorbehalten und werden nur mit einer Erzeugungsleistung von 0,8 GW zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen.

Die Kosten für die reine Stromerzeugung liegen im Jahr 2050 im Zukunftsszenario bei durchschnittlich 5,1 Cent/kWh. Hinzu kommen die Kosten für Speicherung und den internationalen Transport der gespeicherten Strommengen, die die Erzeugungskosten der durchschnittlichen Kilowattstunde auf 7 Cent/kWh erhöhen.

Tabelle 1: Struktur und Kosten einer 100 Prozent regenerativen Stromversorgung des Zukunftsszenarios (Szenario 2.1.a des SRU) im Jahr 2050 in Deutschland

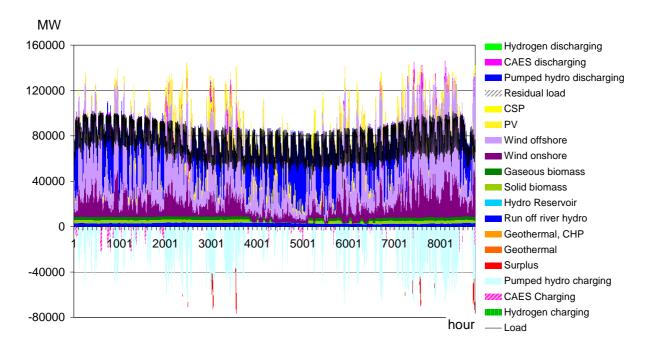
	Genutzte Leistung	Produktion	Kosten	
	GW max	TWh/a	Mio. € /a	ct/kWh
Genutzte Energiequelle/-technologie				
Photovoltaik	40,9	41,9	3.714	8,9
Windenergie – Onshore	39,5	90,6	4.267	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	316,9	13.057	4,1
Feste Biomasse mit KWK	2,5	17,1	1.983	11,6
Biogas mit KWK	2,4	17,1	1.495	8,7
Laufwasserkraftwerke	4,1	25,3	1.337	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	2,3	92	4,0
Summen/Durchschnitt (brutto)	162,9	511,2	25.944	5,1
Export und Reimport von Elektrizität		76,4	8.406	11,0
Speicherung von Elektrizität				
Pumpspeicher – Speicherung	1,2	1,0		
Pumpspeicher – Erzeugung	1,2	0,8	171	21,4
Druckluftspeicher – Speicherung	18,1	5,7		
Druckluftspeicher – Erzeugung	18,1	4,3	1.189	27,6
Speicherverluste		1,6		
Gesamtnachfrage/-kosten	81,0	509,4	35.709	7,0
Überkapazität/-produktion	101,2	0,8		

Vereinfachte Darstellung auf der Basis SRU 2010

Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 3-5; Datenquelle: Modellrechnungen des DLR 2010

Aus Abbildung 1 ist gut ersichtlich, dass in jeder Stunde des Jahres 2050 die Stromnachfrage (schwarze Kurve) vollständig gedeckt wird. Es zeigt sich neben dem großen Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung die zentrale Rolle der norwegischen Pumpspeicher. Durch Speicherung (hellblaue Flächen unter der Nulllinie) der Produktionsüberschüsse in Phasen hoher Windgeschwindigkeiten und Ausspeicherung (dunkelblaue Flächen oberhalb der Nulllinie) in Zeiten geringer regenerativer Stromproduktion gelingt es, in jeder Stunde des Jahres eine gesicherte Stromversorgung zu erreichen.

Abbildung 1: Struktur der stündlichen Stromversorgung 2050 im Zukunftsszenario, Szenario 2.1.a (509 TWh/a) bei 100 Prozent Eigenversorgung mit Möglichkeit der Speicherung in Norwegen



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-8, S. 32

3.3 Der mögliche Übergang von der derzeitigen Erzeugungsstruktur auf eine vollständig regenerative Versorgung im Jahr 2050

Nachdem durch die Berechnungen des Sachverständigenrates eindeutig belegt ist, dass eine vollständig auf regenerativen Energiequellen beruhende Stromversorgung möglich ist, stellt sich die Frage, wie der Weg von der derzeitigen Elektrizitätsversorgung mit ihren hohen Anteilen von Kohlekraftwerken und Kernenergie zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung des Jahres 2050 ausgestaltet werden kann. Ist es trotz des für 2050 erreichbaren Ziels eventuell erforderlich, die Laufzeiten der vorhandenen Kernkraftwerke zu verlängern oder im zur Zeit (Mitte 2010) geplanten Umfang neue Kohlekraftwerkskapazitäten zuzubauen?

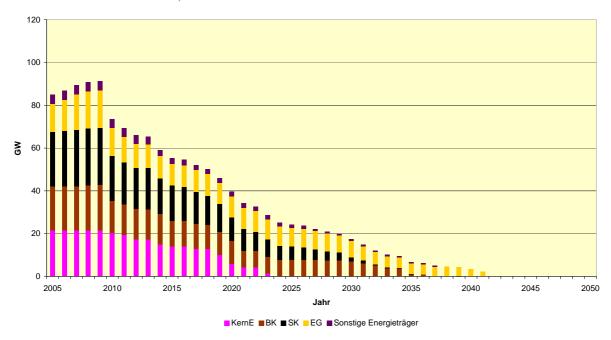
Um diese Frage zu klären, ist zunächst zu bestimmen, wie sich die Elektrizitätsnachfrage in der Zeit bis 2050 voraussichtlich entwickeln wird. Aus dem Vergleich der in jedem Jahr noch vorhandenen konventionellen Erzeugungskapazitäten mit der Nachfrage ergibt sich eine Lücke, die entweder mit regenerativen Energiequellen geschlossen werden kann, oder, falls dies nicht möglich ist, mit zusätzlichen konventionellen Kapazitäten gedeckt werden muss. Diesen Fragen soll im Folgenden auf der Grundlage der Analysen des Sachverständigenrates für Umweltfragen am Beispiel des Zukunftsszenarios (Szenario 2.1.a des SRU) nachgegangen werden.

Der Sachverständigenrat geht auf der Basis einer Analyse der vorliegenden verschiedenen nationalen und internationalen Szenarien der Elektrizitätsnachfrage bis zum Jahr 2050 von einer langsam auf das Niveau von 509 TWh/a abnehmenden Nachfrage in Deutschland aus (vgl. SRU, 2010, S. 49).

Der Rat geht in seinen Berechnungen ferner davon aus, dass alle konventionellen Kraftwerke bereits nach einer Betriebsdauer von 35 Jahren außer Dienst gestellt werden. Diese Annahme liegt geringfügig über der rechnerischen Lebensdauer der deutschen Kernkraftwerke nach dem Atomausstiegsbeschluss. Allerdings sind die deutschen Kernkraftwerke seit der Verabschiedung des Gesetzes im Jahr 2002 in der Regel mit weniger Betriebsstunden pro Jahr betrieben worden, als dies bei den Berechungen der Restlaufzeiten im Rahmen des Ausstiegsbeschlusses angenommen worden ist. Somit entspricht die unterstellte Betriebsdauer in etwa der realen Situation. Im Fall von Kohleund Gaskraftwerken liegt die technisch mögliche Betriebsdauer deutlich über 40 Jahre (vgl. Markewitz et al., 1998, S. 40). Die Annahme einer durchschnittlichen Betriebsdauer von 35 Jahren für konventionelle Kraftwerke bedeutet daher eine deutlich höhere Anforderung an die frühzeitige Inbetriebnahme regenerativer Erzeugungskapazitäten, als in der Realität erwartet werden kann.

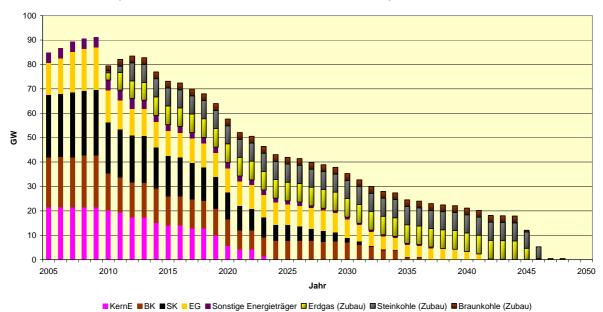
Aufgrund der Annahme der Betriebsdauer von 35 Jahren ergibt sich die in den nächsten Jahren verbleibende Kapazität konventioneller Stromerzeugung, die sogenannte Sterbelinie der Kraftwerke, die in Abbildung 2 dargestellt ist. Da zurzeit bereits eine Anzahl von neuen Kohle- und Gaskraftwerken im Bau ist, müssen diese Kapazitäten den bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten hinzugerechnet werden. Im Fall der zurzeit in konkreter Planung befindlichen Gaskraftwerke, unterstellt der Sachverständigenrat, dass diese Kraftwerke gebaut werden, da sie wegen ihrer dynamischen Eigenschaften besser zu einem Ausbau stark schwankender regenerativer Energiequellen passen und da sie außerdem deutlich geringere CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde aufweisen als Kohlekraftwerke (vgl. SRU, 2010, S. 45). Für die Anfang 2010 in Planung befindlichen Kohlekraftwerke geht der Sachverständigen-rat für Umweltfragen davon aus, dass diese Kraftwerksplanungen aus Klimaschutz-gründen nicht mehr realisiert werden. Die Hinzurechnung der so abgegrenzten neuen konventionellen Kapazitäten ergibt die in Abbildung 3 gezeigten verbleibenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten für Deutschland.

Abbildung 2: Entwicklung der Bruttoerzeugungsleistung der vorhandenen konventionellen Kraftwerke in Deutschland (unterstellte Lebensdauer 35 Jahre, >100 MW)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-1.a, S. 45

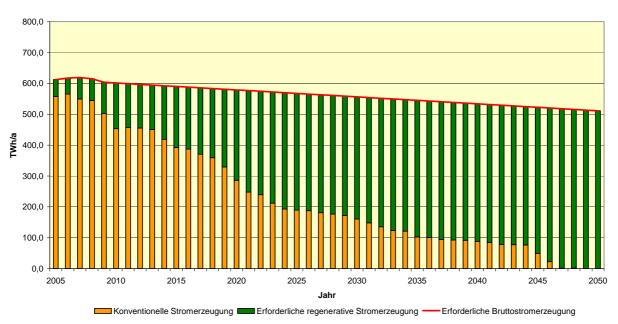
Abbildung 3: Entwicklung der Bruttoerzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland einschließlich der im Bau befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke sowie der in Planung befindlichen Gaskraftwerke (unterstellte Lebensdauer 35 Jahre, >100 MW)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-1.b, S. 46

Die verbleibenden konventionellen Erzeugungskapazitäten respektive die mit diesen Kapazitäten im Normalbetrieb erzeugten Elektrizitätsmengen müssen nun mit der voraussichtlichen Elektrizitätsnachfrage der Jahre bis 2050 verglichen werden, um den verbleibenden Bedarf zu ermitteln. Abbildung 4 zeigt die konventionelle Stromerzeugung als orangenfarbige Balken und die durch regenerative Energiequellen bereitzustellenden Strommengen als grüne Balken. In den Jahren von 2005 bis 2009 sind die real erzeugten Strommengen abgetragen.

Abbildung 4: Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (509 TWh/a in 2050)



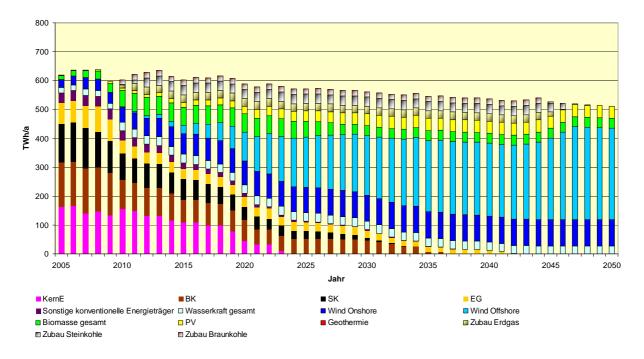
Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-4, S. 49

Es ist anzumerken, dass die Beschlüsse der Bundesregierung zum forcierten Klimaschutz von Meseberg aus dem Jahr 2007 (Bundesregierung, 2007), die nach wie vor Grundlage der Politik der Bundesregierung sind, von einer Senkung der Bruttostromnachfrage auf 520 TWh/a bereits bis zum Jahr 2020 ausgehen (Berechnungen des Sachverständigenrates auf der Basis der Eckpunkte des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung von 2007). Die vom Sachverständigenrat unterstellte Entwicklung der erforderlichen Bruttostromproduktion liegt mit gut 580 TWh/a deutlich über diesem Wert und stellt somit höhere Anforderungen an die regenerativ bereitzustellenden Strommengen.

Es stellt sich nun die Frage, ob die entstehende Lücke zwischen der verbleibenden konventionellen Stromerzeugung und der zu erwartenden Nachfrage durch einen realisierbaren Ausbau der regenerativen Energiequellen geschlossen werden kann?

Der Sachverständigenrat hat zur Beantwortung dieser Frage untersucht, in welchem Umfang die Stromerzeugung aus den verschiedenen regenerativen Energiequellen ausgebaut werden muss. Vor dem Hintergrund der bereits im Jahr 2010 realisierten Produktions- und Installationskapazitäten für die verschiedenen Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen und dem für das Jahr 2050 berechneten optimalen Ressourcenmix des Szenarios 2.1.a (Zukunftsszenario) kommt der Sachverständigenrat zu der in Abbildung 5 dargestellten Entwicklung der deutschen Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2050.

Abbildung 5: Entwicklung der deutschen Bruttostromerzeugung bis 2050 im Zukunftsszenario in TWh/a (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-7, S. 52

Stellt man die regenerative Stromerzeugung allein in einer Graphik dar, ergibt sich der in Abbildung 6 dargestellte Verlauf. Hinter dieser Entwicklung der Erzeugung steht die in Abbildung 7 gezeigte Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten. Es wird aus dem Verlauf der Entwicklung leicht ersichtlich, dass die in den Jahren 2010 bis 2025 zu installierenden zusätzlichen Leistungen kaum über den in den Jahren 2005 bis 2009 installierten Leistungen regenerativer Stromerzeugung liegen. Allerdings zeichnet sich ab 2015 ein rascher Ausbau der Offshore Windenergiekapazitäten ab, der sich aber im Vergleich zu den bereits im Januar 2010 von der britischen Regierung abgeschlossenen Verträgen zum Ausbau der Offshore Windenergie in Großbritannien von gut 30 GW als nicht außergewöhnlich hoch erweist (vgl. The Crown Estate, 2010).

Abbildung 6: Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung bis 2050 im Zukunftsszenario in TWh/a (SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)

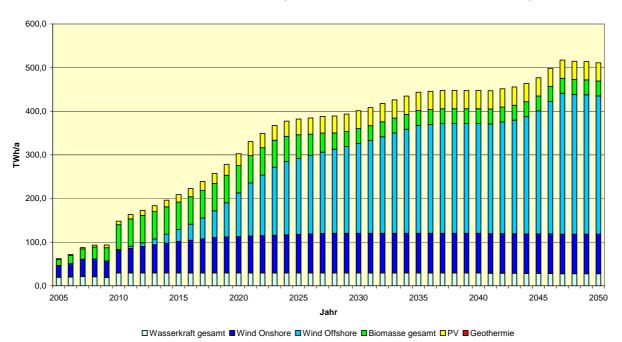
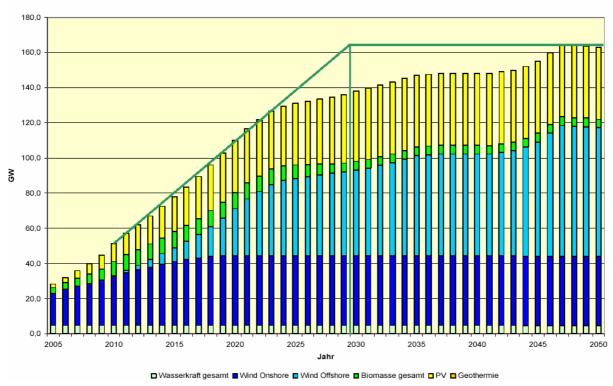


Abbildung 7: Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten im Zukunftsszenario bis 2050 in GW (SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050). Die grüne Linie schreibt den Ausbautrend der regenerativen Erzeugungskapazitäten 2010 bis 2020 in die Folgejahre bis zur Erreichung der maximalen Kapazität fort.



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-9, S. 54 (vom Autor um Trendlinie ergänzt)

Kommt es zu unvorhergesehenen Verzögerungen beim Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten, so sollten besonders die vorhandenen Gaskraftwerke länger als 35 Jahre betrieben werden, da sie sowohl niedrigere Emissionen pro Kilowattstunde aufweisen als auch erheblich günstigere dynamische Eigenschaften im Fall von erforderlichen kurzfristigen Lastwechseln haben. Ein Zubau weiterer Kohlekraftwerke scheint vor dem Hintergrund der stark schwankenden Einspeisung aus regenerativen Energiequellen und der langen zu erwartenden Lebensdauer der Anlagen nicht sinnvoll. Wenn überhaupt ein Zubau konventioneller Kapazitäten erfolgt, müsste sich dieser auf relativ kleine Einheiten zur Kraft-Wärme-Kopplung konzentrieren, die vorzugsweise Gas als Energieträger einsetzen. Dieser Frage wird im folgenden Kapitel genauer nachgegangen.

Es kann festgehalten werden, dass vor dem Hintergrund der Analysen des Sachverständigenrates keine Lücke in der Stromversorgung abzusehen ist, die einen verlängerten Betrieb der deutschen Kernkraftwerke oder einen Neubau zusätzlicher Kohlekraftwerke erfordert. Die außer Betrieb gehenden konventionellen Kapazitäten können durch einen weiteren Ausbau der regenerativen Energieguellen ersetzt werden. Abbildung 7 zeigt, dass ein Ausbau der erforderlichen Kapazitäten für eine vollständig aus regenerativen Energiequellen gespeiste Stromerzeugung in Deutschland bereits bis zum Jahr 2030 erreicht werden kann, wenn man die jährlich zugebauten Kapazitäten nach dem Jahr 2022 nicht absenkt, wie dies im Fall des Szenarios des Sachverständigenrates geschieht. Hintergrund für diese Absenkung ist lediglich die Annahme, dass allen konventionellen Kraftwerken eine Betriebsdauer von 35 Jahren zugestanden wird. Die ab dem Jahr 2023 bis 2046 in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke bremsen den möglichen Ausbau der regenerativen Energiequellen deutlich. Dies wäre sehr viel stärker der Fall, wenn eine erhebliche Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke beschlossen wird oder weitere neue Kohlekraftwerke zusätzlich zu den bereits heute im Bau befindlichen Kraftwerken gebaut werden.

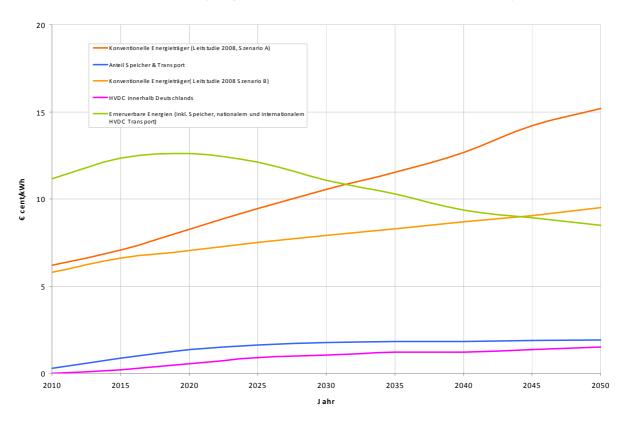
Für einen erfolgreichen Ausbau der regenerativen Stromversorgung ist allerdings gleichzeitig ein forcierter Ausbau der deutschen Hochspannungsverbindungen zwischen der Nordseeküste und den deutschen Wirtschaftszentren sowie ein Ausbau der Netzverbindungen zwischen Deutschland und Norwegen bei einem gleichzeitigen teilweisen Umbau der norwegischen Speicherkraftwerkskapazitäten zu Pumpspeicher-Kraftwerken erforderlich.

3.4 Die Entwicklung der Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2050

Wie sich aus den Berechnungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen ergibt, führt die beschriebene Klimaschutzstrategie auf der Basis regenerativer Energiequellen zunächst zu erhöhten Stromgestehungskosten, weil die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen für zwanzig bis dreißig Jahre teurer sein dürfte, als die konventionelle Elektrizitätserzeugung. Allerdings zeichnet sich, wie Abbildung 8 zeigt, ab, dass eine solche Strategie nicht nur einen großen Teil der in Deutschland emittierten Treibhausgase vermeiden kann, sondern dass eine solche Strategie dauerhaft zu niedrigeren Kosten führen wird, als eine Beibehaltung der konventionellen Stromerzeugung. Je nach der angenommenen zukünftigen Preisentwicklung der konventionellen Energieträger und der Kosten für CO₂-Zertifikate erreicht die regenerative Stromerzeugung in Deutschland zwischen 2030 und 2045 niedrigere Kosten als die konventionelle Erzeugung. Der Sachverständigenrat nimmt auf der Basis der Leitstudie des BMU (Nitsch, 2008, S. 107) für den Kostenvergleich eine sehr moderate Kostenentwicklung (gelb-orangenfarbige Kurve) und einen relativ starken Kostenanstieg (orangenfarbige Kurve) der konventionellen Stromerzeugung an.

Die grüne Kostenkurve der regenerativen Stromerzeugung beinhaltet bereits die Kosten für die Speicherung sowie den internationalen (blaue Kurve) und den nationalen Netzausbau (lila Kurve).

Abbildung 8: Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten aus regenerativen Energiequellen (einschließlich Speicherung und nationalem und internationalem Netzausbau) im Vergleich zur möglichen Entwicklung der Stromgestehungskosten der konventionellen Erzeugung gemäß Zukunftsszenario (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



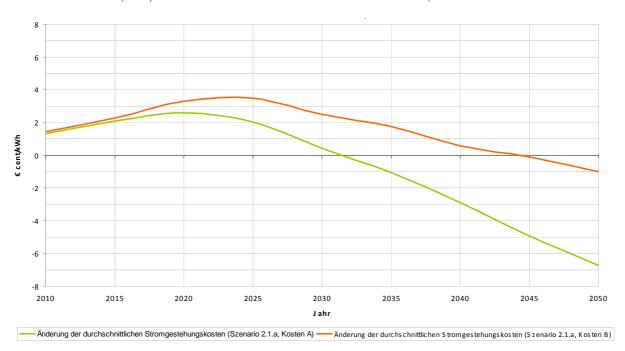
Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-30, S. 81 (vereinfachte Abbildung)

Da sich der Übergang von der derzeitigen Elektrizitätserzeugungsstruktur auf eine vollständig regenerative Erzeugungsstruktur im Lauf von 40 Jahren vollzieht, steigen die Stromgestehungskosten nur mit dem langsam steigenden Anteil der regenerativen Energiequellen. Abbildung 9 zeigt, wie sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten durch den Ausbau der regenerativen Energiequellen verändern. Die Nulllinie stellt die Entwicklung der Kosten der konventionellen Stromerzeugung dar. Die obere (rote) Kurve geht von einem sehr moderaten Preisanstieg der konventionellen Energieträger und damit von relativ hohen Mehrkosten der regenerativen Erzeugung aus, während die untere Kurve die Differenz zu konventionellen Stromgestehungskosten bei einem relativ starken Preisanstieg zeigt.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass zeitweise um 1,5-3,5 Cent/kWh gestiegene Stromgestehungskosten für die vollständige Eliminierung von über 40 Prozent der deutschen CO_2 -Emissionen erstaunlich niedrige Kosten des Klimaschutzes sind. Für einen typischen 4-Personenhaushalt mit einem Stromverbrauch von ca. 5000 kWh/a bedeutet dies eine vorübergehende Erhöhung der Stromkosten um 6,25-14,58 Euro pro Monat als Beitrag zur Lösung eines wesentlichen Teils des Klimaproblems.

Diese moderate Kostenerhöhung gilt allerdings nur, wenn auch im Wesentlichen auf einen Ausbau der Windenergie, des Leitungsnetzes und der Speichermöglichkeiten gesetzt wird. Eine extreme Steigerung des Anteils der photovoltaischen Stromerzeugung, wie er sich im Moment in Deutschland abzeichnet, würde zu deutlich höheren Kosten führen.

Abbildung 9: Veränderung der durchschnittlichen spezifischen Stromgestehungskosten durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in Deutschland gemäß Zukunftsszenario (entspricht SRU Szenario 2.1.a / 509 TWh/a in 2050)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-31, S. 52 (vereinfachte Abbildung)

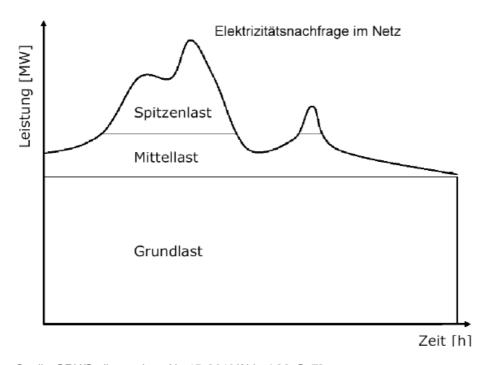
4 Regenerative Stromerzeugung und die Flexibilität regelbarer Kraftwerke

Mit dem möglichen und aus Gründen des Klimaschutzes und der nachhaltigen Entwicklung erforderlichen Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus regenerative Quellen steigt der Anteil der nicht geregelten Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie, der sich bei einem vollen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 auf ca. 90 Prozent der deutschen Stromerzeugung belaufen wird (vgl. SRU, 2010, S. 36). Dieser Umstand stellt den Betrieb der regelbaren Kraftwerke vor neue Herausforderungen. Welche Auswirkungen diese Herausforderungen sowohl auf die Wahl neu zu bauender Kraftwerke und Speicher als auch auf den künftigen Betrieb vorhandener Kraftwerke haben, soll im folgenden Kapitel untersucht werden.

4.1 Von der Grundlastorientierung zur Residuallastorientierung

Seit der Einführung von thermischen Kraftwerken (Kohle, Öl, Gas, Kernenergie) sind mit Ausnahme von Laufwasserkraftwerken alle Kraftwerke regelbar gewesen. Dieser Umstand hat dazu geführt, dass sich bestimmte Kraftwerkstypen entsprechend ihrer technischen Eigenschaften und ihrer Kostenstrukturen zur Abdeckung einzelner Anteile der Netzlast etabliert haben. Abbildung 10 zeigt einen stilisierten Verlauf der Netzlast eines Tages, die während der Nachtstunden stark absinkt und im Tagesverlauf verschiedene Lastspitzen aufweisen kann. Zur Abdeckung der während des gesamten Jahres bestehenden Grundlast haben sich Kraftwerkstypen herausgebildet, die bei einer hohen Betriebsstundenzahl geringe spezifische Erzeugungskosten pro Kilowattstunde aufweisen. Sie haben in der Regel hohe Investitionskosten, weisen dafür aber geringe Brennstoffkosten auf, sodass mit steigender jährlicher Betriebsstundenzahl die Erzeugungskosten pro Einheit stark sinken. Da diese Kraftwerke während ihrer Lebensdauer von 40 bis 50 Jahren sehr viele Betriebsstunden leisten müssen, sind die Kraftwerkskomponenten wie z. B. die Turbine, besonders solide dimensioniert und weisen damit vergleichsweise große Massen auf. Solche Grundlastkraftwerke sind in Deutschland typischerweise Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. Auch neue Steinkohlekraftwerke werden heute häufig für einen Betrieb im Grundlastbereich ausgelegt.

Abbildung 10: Stilisierte Struktur eines Tageslastgangs und Unterteilung in die verschiedenen Lastsegmente

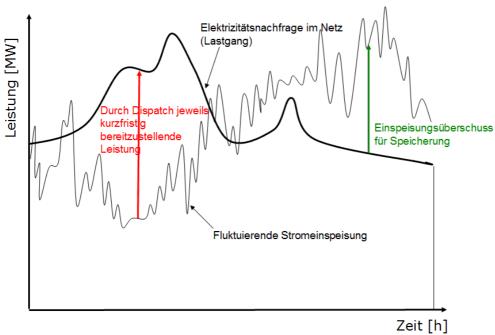


Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-23, S. 72

Für den Spitzenlastbereich haben sich Kraftwerkstypen herausgebildet, die bei wenigen Betriebsstunden im Jahr rentabel produzieren können. Sie weisen vergleichsweise niedrige Investitionskosten, dafür aber hohe variable Betriebskosten auf. Da diese Kraftwerke im Lauf ihrer Lebensdauer nur wenige Stunden laufen und die Investitionskosten niedrig sein müssen, werden die Komponenten dieser Anlagen in der Regel relativ leicht gebaut. Ihre Hauptkomponenten weisen deshalb vergleichsweise geringe Massen auf. Die im Bereich der Mittellast eingesetzten Kraftwerke stellen einen Kompromiss zwischen den Eigenschaften der Grund- und Spitzenlastkraftwerke dar.

In den letzten Jahren hat sich die Situation durch die Einspeisung nicht unerheblicher Mengen von nicht geregelter Wind- und Solarenergie deutlich verändert. Die regelbaren Kraftwerke müssen jetzt nicht mehr vollständig die gut vorhersehbare Netzlast abdecken, sondern nur die Differenz zwischen der Netzlast und der ungeregelten Einspeisung, die sogenannte Residuallast, decken. Diese Residuallast schwankt aufgrund der nicht regelbaren Einspeisung der Windenergie sehr stark. Da gerade die Einspeisung aus Windenergieanlagen nicht zu 100 Prozent genau vorhergesagt werden kann, bedeutet dies, dass der Betrieb der regelbaren Kraftwerke, die bisher im Grund- und Mittellastbereich selten unvorhergesehenen Betriebsveränderungen ausgesetzt waren, nun in steigendem Maße kurzfristig schwankende Anforderungen erfüllen müssen. Abbildung 11 zeigt eine stillsierte Situation mit hoher ungeregelter Einspeisung aus Windkraftanlagen, die zu einer stark schwankenden Residuallast und sogar zu Erzeugungsüberschüssen führen kann. Zurzeit werden Erzeugungsüberschüsse aufgrund der bisher realisierten Windenergieleistung von gut 25 GW und einer minimalen Netzlast von ca. 35 GW nicht erreicht.

Abbildung 11: Stilisierte Struktur eines Tageslastgangs und die Einspeisung aus nicht geregelten regenerativen Energiequellen



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-24, S. 73

Da über den Einsatz der verfügbaren Kraftwerke im sogenannten Dispatch im Abstand von 15 Minuten durch den Netzbetreiber entschieden wird, sehen sich die regelbaren Kraftwerke viertelstündlich schwankenden Anforderungen gegenüber, die nur in Grenzen prognostizierbar sind.

4.2 Regelbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen

Mit dem notwendig weiter steigenden Anteil der ungeregelten Einspeisung von Elektrizität aus Wind- und Sonnenenergie sehen sich die bestehenden konventionellen Kraftwerke und alle zukünftig gebauten regelbaren Kraftwerke und Speicher mit neuen Anforderungen bezüglich ihres Regelverhaltens konfrontiert. Es stellt sich die Frage, wie schnell die regelbaren Kraftwerke ihre Leistung ändern können und wie lange sie benötigen, um aus einem völligen Stillstand angefahren zu werden.

Tabelle 2 zeigt, wie schnell verschiedene Kraftwerkstypen ihre Leistung erhöhen können (Leistungsgradient) und wie schnell sie aus einem Stillstand auf volle Leistung gefahren werden können (Anfahrdauer). Es zeigt sich, dass Grundlastkraftwerke eine relativ lange Anfahrdauer und kleine Leistungsgradienten aufweisen, während Spitzenlastkraftwerke innerhalb kurzer Zeit aus dem Stillstand auf volle Leistung hochgefahren werden können und sehr schnelle Lastwechsel erlauben. Eigenschaften, die sich aufgrund der Bauweise der verschiedenen Kraftwerkstypen (schwere bzw. leichte Komponenten, niedrigere bzw. hohe Dampftemperaturen und Drücke) thermodynamisch gut erklären lassen. Die Tabelle zeiat. dass Blockheizkraftwerke aufgrund ihrer geringen Größe Direktumwandlung der Verbrennungsenergie in mechanische Energie im Motor extrem gute Starteigenschaften und einen sehr guten Leistungsgradienten aufweisen. Dies gilt insbesondere für das LichtBlick-ZuhauseKraftwerk.

Will man das Regelverhalten der verschiedenen Kraftwerke einschätzen, ist es erforderlich zu wissen, wie weit ein Kraftwerk abgeregelt werden kann, bevor es außer Betrieb gehen muss. In der Regel geht man davon aus, dass bestehende Kern- und Kohlekraftwerke bis zu 50 Prozent abgeregelt werden können (vgl. DEBRIV, 2010a, S. 1 und Hundt et al., 2009, S. 26 und 27). Neuere Kohlekraftwerke können im Teillastbetrieb bis auf 30 Prozent heruntergeregelt werden (vgl. z. B. DBRIV, 2010b, S. 7-8).

Speicherwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke weisen bei großen Leistungen eine extrem kurze Anfahrdauer auf. So kann die 150 MW Turbine des Pumpspeicherkraftwerks Herdecke in nur 75 Sekunden aus dem Stillstand auf volle Leistung hochgefahren werden (vg. RWE AG, 2010). Druckluftspeicher weisen ähnliche Eigenschaften wie Gasturbinen auf.

Tabelle 2: Leistungsgradienten und Anfahrdauern verschiedener Kraftwerkstypen

Technologie	P _{nenn}	Leistungsgradient	Anfahrdauer (Stillstand > 8h)	
roomiologio	MW _{el}	%/Min	Н	
Braunkohlekraftwerk	1000	2 – 3	5	
Steinkohle-DT-Kraftwerk	600	4 – 8	4	
GuD-Kraftwerk	300	4 – 10	3	
Gasturbine	150	10 – 25	0,3	
Kernkraftwerk	1000	5 – 10	50	
BHKW	0,01 – 1	50 – 65	0,025 (90 sec)	
LichtBlick-ZuhauseKraftwerk	0,02	100	0,017 (60 sec)	

Quelle: Grimm, 2007, S. 9 und Krost und Matics, 2008, S. 2 und Angabe der LichtBlick AG

In den Szenarien des Sachverständigenrates stellen die großen Schwankungen der ungeregelten Einspeisung im Jahr 2050 aufgrund des hohen Anteils von Pump- und Druckluftspeichern (49 GW Pumpspeicher und 18 GW Druckluftspeicher im Zukunftsszenario entsprechend dem Szenario 2.1.a des SRU) kein Problem dar.

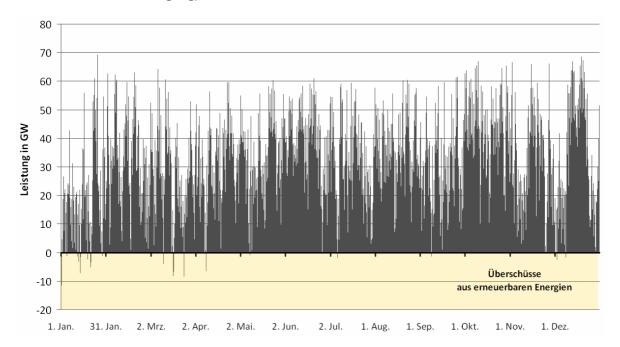
4.3 Anforderungen an regelbare Kraftwerke im Übergang

Vor dem Hintergrund der zukünftig weiter steigenden Einspeisung aus nicht geregelten regenerativen Energiequellen stellt sich die Frage, ob und wie lange gerade die bestehenden Grundlastkraftwerke mit den entstehenden neuen Strukturen vereinbar sind. Dieser Frage soll im Folgenden am Beispiel des Jahres 2020 nachgegangen werden.

Im Übergangsszenario (2.1.a) geht der Sachverständigenrat bereits im Jahr 2020 davon aus, dass der Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen mit gut 300 TWh/a mehr als 50 Prozent der Nachfrage befriedigen kann. Besonders der hierfür notwendige Ausbau der Windenergie auf insgesamt 66,5 GW (39,5 GW onshore und 27 GW offshore) führt in vielen Stunden des Jahres dazu, dass konventionelle Kraftwerke nur in Teillast oder gar nicht betrieben werden, da die Windenergie einen großen Teil oder die gesamte Nachfrage befriedigen kann.

Abbildung 12 zeigt die, von den regelbaren Kraftwerken zu befriedigende, Residuallast nach Abzug der intermittierenden regenerativen Stromerzeugung. Es ist klar ersichtlich, dass es ein über das ganze Jahr laufendes 'Grundlastband' nicht mehr gibt. Vielmehr treten bereits 2020 Stunden mit Erzeugungsüberschüssen auf. Es zeigt sich, dass zum Teil Schwankungen in der Residuallast von über 50 GW innerhalb weniger Stunden ausgeglichen werden müssen. Die maximalen Wechsel der Residuallast liegen bei knapp 12.300 MW Lastanstieg und gut 13.700 MW Lastrückgang pro Stunde, die kompensiert werden müssen.

Abbildung 12: Modellberechnung der Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im Jahr 2020 (Differenz der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen zum Lastgang)



Quelle: Sterner et al., 2010

Die starken Schwankungen in der Residuallast müssen von den im Jahr 2020 verfügbaren regelbaren Kraftwerken oder alternativ von entsprechend regelbaren Speichern (z. B. Pumpspeicherkraftwerken) kurzfristig und zum Teil ohne längere Vorankündigung ausgeglichen werden. Es kommt daher entscheidend darauf an, wie

schnell die regelbaren Produktionseinheiten ihre Leistung zur Verfügung stellen können. Aus Tabelle 2 (Kapitel 4.2, oben) ist ersichtlich, dass sich besonders Gasturbinen und Blockheizkraftwerke aufgrund ihres Lastwechsel- und Anfahrverhaltens am ehesten für den Ausgleich kurzfristiger Residuallastschwankungen eignen. Gleiches gilt für Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke, die ein geradezu ideales Lastwechsel- und Anfahrverhalten aufweisen.

In Bezug auf das Lastwechselverhalten, also den möglichen Leistungsgradienten, weisen GuD-Kraftwerke und Kernkraftwerke ähnliche Eigenschaften auf und eignen sich damit im sogenannten "warmen" Betrieb besser dazu Residuallastschwankungen auszugleichen, als Braun- oder Steinkohlekraftwerke. Allerdings weisen Kernkraftwerke aufgrund ihres Kaltstartverhaltens eine besondere Schwäche auf. Müssen sie wegen einer sehr geringen Residuallast ganz heruntergefahren werden, benötigen sie ca. 50 Stunden, um wieder auf volle Leistung gefahren werden zu können (vgl. Tabelle 2 oben).

4.4 Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke und die 2020 verbleibende Residuallast

Bei der Überlegung, inwieweit eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke mit dem aus Klimaschutzgründen notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung kompatibel ist, spitzt sich auf die Frage zu, wie häufig die Residuallast im Netz so weit absinkt, dass Kernkraftwerke ganz herunter gefahren werden müssen.

Aus den technischen Charakteristika der in Deutschland im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke ergibt sich, dass die vorhandenen Druckwasserreaktoren mit einer Gesamtleistung von 14,8 GW bis zu minimal 50 Prozent ihrer Leistung im Teillastbetrieb abgeregelt werden können (vgl. Hundt et al., 2009, S. 27), während die vorhandenen Siedewasserreaktoren mit einer Gesamtleistung von 6,7 GW nur bis zu minimal 60 Prozent ihrer Leistung in Teillast heruntergeregelt werden können (vgl. Hundt et al., 2009, S. 28).

Bei der im Jahr 2010 installierten Kernkraftwerksleistung in Deutschland von 21,5 GW ergibt sich eine nicht regelbare Leistung von gut 11,4 GW (vgl. Tabelle 3 unten). Sinkt die Residualnachfrage im Netz aufgrund geringer Lasten (einschließlich möglicher Exporte) und hoher Windenergieeinspeisung unter diesen Wert, müssen einzelne Kernkraftwerke vollständig abgeschaltet werden. Werden nur die teuersten Kernkraftwerke (die letzten Kernkraftwerke in der Merit Order) abgeregelt, während alle anderen Kraftwerke so lange wie möglich in Volllast laufen, müssen erste Kernkraftwerke bereits bei einer Residuallast von gut 20 GW außer Betrieb genommen werden.

Bis zum Jahr 2020 wird sich bei einem konsequenten weiteren Ausbau der regenerativen Energiequellen allein die installierte Windenergiekapazität auf gut 66 GW erhöhen (vgl. SRU, 2010, S. 54). Hinzukommt eine nicht regelbare Leistung von 30 GW photovoltaischer Stromerzeugung und die nur geringfügig regelbare Kapazität der vorhandenen Laufwasserkraftwerke von ca. 4 GW. Diesen Kapazitäten von 100 GW steht eine erwartete maximale Netzlast von knapp 90 GW in der Stunde der höchsten Belastung gegenüber (Berechnungen auf der Basis von SRU, 2010). Wie Abbildung 12 bereits gezeigt hat, führt der notwendige Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen dazu, dass es bereits im Jahr 2020 während einiger Stunden zu einer negativen Residuallast kommt. Je nachdem, wie viele Kernkraftwerke im Jahr 2020 noch in Betrieb sind, kommt es zu einer Häufung von Residuallasten, die zumindest das Abschalten eines Teils dieser Kraftwerke erzwingen. In der Konsequenz werden die abgeschalteten Kernkraftwerke jeweils für mehrere Tage aus der Elektrizitätsproduktion verdrängt.

Tabelle 3 zeigt auf, welche Kernkraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 unter verschiedenen Annahmen bezüglich der gesetzlich geregelten Laufzeiten von Kernkraftwerken noch in Betrieb sein werden. Vereinfachend ist hierbei jeweils eine starre Zahl von Betriebsjahren unterstellt. Im Fall des Atomausstiegsgesetzes wurde die unterstellte Betriebsdauer von 32 Jahren allerdings in noch zulässige Erzeugungsmengen umgerechnet, sodass ein Betrieb mit verminderten Betriebsstunden pro Jahr zu einer längeren kalendarischen Laufzeit führt, als in Tabelle 3 angenommen.

Tabelle 3 gibt zunächst als Bezugsjahr das Jahr der Inbetriebnahme der in 2010 noch in Betrieb stehenden deutschen Kernkraftwerke an. Als weiterer Bezugspunkt für alle Berechnungen ist die elektrische Nennleistung jedes Kraftwerks vermerkt. Es sind sieben verschiedene Laufzeitszenarien aufgeführt, die den jetzigen gesetzlichen Stand (32 Jahre), die Annahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen in seiner Stellungnahme von 2010 (35 Jahre) (SRU, 2010, S. 44), die in den ursprünglichen Betriebsgenehmigungen der Anlagen verankerte Laufzeit von 40 Jahren und die vier von der Bundesregierung für das Energiekonzept 2010 vorgegebenen Annahmen von 36, 44, 52 und 60 Jahren wiedergeben. Für jedes der sieben Szenarien sind die im Jahr 2020 noch in Betrieb stehenden Kernkraftwerke mit ihren Kapazitäten ausgewiesen, aus welchen sich die Gesamtleistung der deutschen Kernkraftwerke im Jahr 2020 ergibt. Siedewasserreaktoren sind durch kursive Schreibweise kenntlich gemacht.

Tabelle 3: Im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Laufzeiten verbleibende Kernkraftwerkskapazitäten

	ahr	1 2010							
	Baujahr	Leistung	32	35	36	40	44	52	60
	Δ.	eist	entspricht einer Laufzeitverlängerung von y Jahren				ren		
Kraftwerk		7	0	0*	4	8	12	20	28
Biblis A KKW	1975	1225						1.225	1.225
Biblis B KKW	1977	1300					1.300	1.300	1.300
Brokdorf (KBR)	1986	1480		1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480
Brunsbüttel (KKW)	1977	806					806	806	806
Emsland (KKE)	1988	1400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Grafenrheinfeld (KKG)	1982	1345				1.345	1.345	1.345	1.345
Grohnde (KWG)	1985	1430		1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430
Gundremmingen B (KRB)	1984	1344			1.344	1.344	1.344	1.344	1.344
Gundremmingen C (KRB)	1985	1344		1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344
Isar 1 (KKI) (Ohu)	1979	912					912	912	912
Isar 2 (KKI) (Ohu)	1988	1475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475
Krümmel (KKK)	1984	1402			1.402	1.402	1.402	1.402	1.402
Neckarwestheim 1	1976	840					840	840	840
Neckarwestheim 2	1989	1400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Philippsburg 1 (KKP)	1980	926				926	926	926	926
Philippsburg 2 (KKP)	1985	1458		1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458
Unterweser (KKU)	1979	1410					1.410	1.410	1.410
Gesamtleistung in 2020		21.497	4.275	9.987	12.733	15.004	20.272	21.497	21.497
Davon									
Siedewasserreaktoren		6.734	0	1.344	4.090	5.016	6.734	6.734	6.734
Druckwasserreaktoren		14.763	4.275	8.643	8.643	9.988	13.538	14.763	14.763
Nicht regelbare Minimalleistung		11.422	2.138	5.128	6.776	8.004	10.809	11.422	11.422

^{*} keine Laufzeitverlängerung, sondern Gesamtlaufzeit laut (SRU, 2010, S. 44)

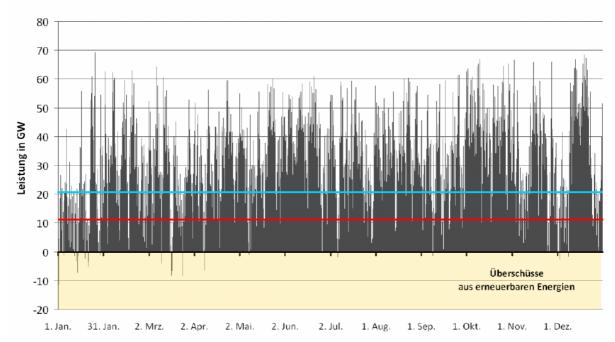
Auf der Basis der minimalen Betriebsleistung von 50 bzw. 60 Prozent ergibt sich jeweils die nicht mehr regelbare Minimalleistung, bei deren Unterschreitung Kernkraftwerke spätestens vom Netz genommen werden müssen.

Bei Laufzeiten von 45 bis 60 Jahren, sind im Jahr 2020 noch alle Kernkraftwerke in Betrieb und die Minimalleistung liegt entsprechend beim heutigen Wert. Im Fall von 44 Jahren scheidet nur das Kernkraftwerk Biblis A im Jahr 2019 aus und verringert die Minimalleistung um ca. 610 MW. Bliebe es bei der Gesetzeslage des Jahres 2010, wären im Jahr 2020 noch Kernkraftwerke mit einer Leistung von gut 4 GW und einer Minimalleistung von 2,1 GW in Betrieb. Die vom Sachverständigenrat angenommene Betriebsdauer von 35 Jahren erhöht die Kapazität der im Jahr 2020 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke bereits auf knapp 10 GW und die entsprechende Minimalleistung auf 5,1 GW. Schon ein weiteres Jahr Laufzeitverlängerung (erste Szenariovariante der Bundesregierung) führt zu einer Erhöhung der Leistung des Jahres 2020 um weitere 2,8 GW und der Minimalleistung um 1,65 GW.

Es stellt sich die Frage, wie häufig die jeweilige Minimallast als Residuallast im Netz des Jahres 2020 unterschritten wird und wie häufig die im Jahr 2020 jeweils in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke abgeschaltet werden müssen bzw. wie viele Betriebsstunden für die Kraftwerksbetreiber verloren gehen.

Abbildung 13 zeigt das Beispiel unterstellter Laufzeiten von 45 und mehr Jahren. Unterhalb der roten Linie liegt das Leistungsband, in welchem Kernkraftwerke aufgrund zu geringer Residuallast spätestens abgeschaltet werden müssen. Im Leistungsband zwischen der roten und der hellblauen Linie müssen alle Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb in Teillast gefahren werden, sollen nicht bereits erste Kernkraftwerke ganz abgeschaltet werden.

Abbildung 13: Modellberechnung der Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im Jahr 2020 im Vergleich zur 2010 installierten Kernkraftwerksleistung (Quelle SRU, 2010, S. 74 und eigene Berechnungen)



Bei unterstellten Laufzeiten von 44 Jahren kommt es zu mindestens 629 notwendigen Abschaltungen von Kernkraftwerken mit erzwungenen Stillstandszeiten von knapp 31.500 Stunden, wenn alle Kernkraftwerke in Teillast gefahren werden, bevor das erste

Kernkraftwerk abgeschaltet wird. Die Stillstandszeiten verteilen sich nicht gleichmäßig über die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke, da diese jeweils unterschiedliche variable Kosten aufweisen. Das Kernkraftwerk mit den höchsten Kosten muss fünfundfünfzig Mal außer Betrieb gehen, während das Kraftwerk mit den niedrigsten Kosten einundzwanzig Mal von Abschaltungen betroffen ist. Erhöht man die gesetzlich genehmigte Laufzeit auf 52 oder 60 Jahre, kommt noch die Kapazität des Kraftwerks Biblis A zum Bestand des Jahres 2020 hinzu. Hierdurch erhöht sich die Zahl der Abschaltungen um fast 60 auf 687 Abschaltungen pro Jahr und die erzwungenen Stillstandszeiten steigen auf ca. 34.350 Stunden pro Jahr.

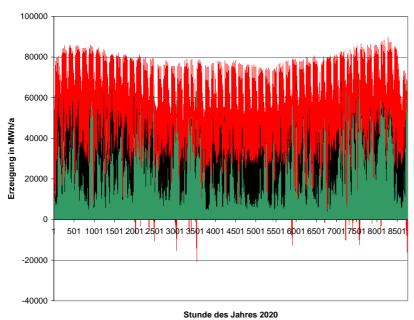
Bliebe es bei der derzeitigen Gesetzeslage, käme es bei einer verbleibenden Minimalkapazität von 2.138 MW zu lediglich 70 erzwungenen Abschaltungen der verbliebenen Kernkraftwerke mit einem Betriebsstundenausfall von knapp 3.500 Stunden. Entsprechend der Annahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen einer effektiven Laufzeit von 35 Jahren kommt es bei den im Jahr 2020 verbleibenden Kernkraftwerken zu 206 erzwungenen Abschaltungen und ca. 10.300 Ausfallstunden.

Bei jeder notwendigen Abschaltung eines Kernkraftwerks aufgrund der Unterschreitung der Minimallast des Kraftwerks kommt es zu einem kurzfristigen Ausfall sehr großer Leistungen, die zu erheblichen Teilen durch andere Kraftwerke ersetzt werden müssen, da das Angebot der regenerativen Energiequellen zwar zu einer Unterschreitung der Minimallastschwelle führt, aber nicht automatisch die gesamte abzuschaltende Kapazität des Kernkraftwerks nicht mehr erforderlich ist. Diese auszugleichende Leistung reicht von 420 MW im Fall des Kraftwerks Neckarwestheim 1 bis zu 848 MW im Fall des Kraftwerks Phillipsburg 1. Im Durchschnitt geht es um den kurzfristigen Ersatz von 685 MW pro Abschaltung. Die sehr große Leistung der einzelnen Kernkraftwerksblöcke erweist sich in dieser Situation als deutliche Erschwernis für eine gut regelbare Elektrizitätsversorgung.

Analysiert man den Betrieb der im Jahr 2020 noch vorhandenen Kernkraftwerke unter der Bedingung des notwendigen Ausbaus der regenerativen Energiequellen entsprechend dem Zukunftsszenario (SRU-Szenario 2.1.a) und bei einer Annahme substantieller Laufzeitverlängerungen von 45 und mehr Jahren, ergibt sich unter den Marktbedingungen der Merit Order das in Abbildung 14 gezeigte Bild. Kernkraftwerke sind im Jahr 2020 aufgrund ihrer langen Stillstandszeiten nach Abschaltungen durch Unterschreitung der minimalen Teillast nicht mehr in der Lage, einen stabilen Beitrag zur Deckung der Residuallast zu leisten. Sie können die Verfügbarkeit ihrer Kapazität besonders nach Starkwindphasen nicht mehr gewährleisten. Dies zeigt sich deutlich am Beispiel des Monats Mai, in dem es Phasen gibt, in welchen bis zu 55 GW Residuallast gedeckt werden müssen, aber keine Kernenergieleistung bereitgestellt werden kann, weil die Kraftwerke in einer direkt vorausgegangenen Phase den Bereich der kritischen Minimallast unterschritten haben und deshalb abgeschaltet werden mussten. Eine genaue Analyse aller Stunden des Jahres zeigt, dass der Mai durchaus kein Einzelfall ist, sondern lediglich in längeren Schwachwindphasen die volle Kapazität der vorhandenen Kernkraftwerke genutzt werden kann, obwohl diese Kapazität deutlich häufiger zur Deckung der Residuallast benötigt würde.

Abbildung 14: Modellberechnung der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Laufwasserkraft, Kernenergie sowie der von diesen Energiequellen nicht gedeckten Residuallast im deutschen Elektrizitätssystem im gesamten Jahr 2020 und im Mai 2020 bei einer Laufzeit von 45 und mehr Jahren für Kernkraftwerke (2020 gesamt und Mai 2020) (Berechungen auf der Basis SRU, 2010)

a) Gesamtes Jahr 2020



■ Residuallast minus Kernenergieerzeugung ■ Gesamterzeugung aus Kernenergie

■ Erzeugung aus Wind, Sonne und Laufwasser

b) Mai 2020

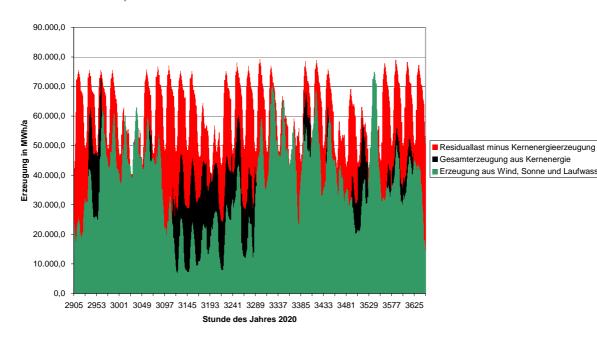
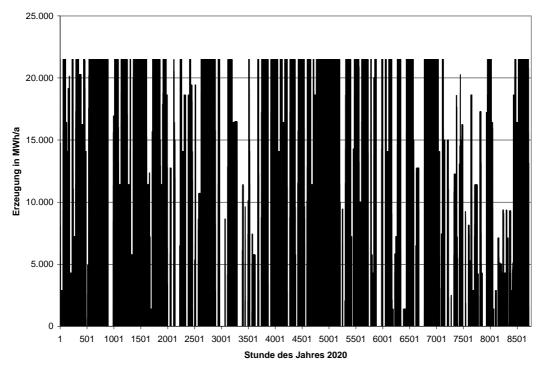


Abbildung 15: Verbleibender Betrieb von Kernkraftwerken im Jahr 2020 bei einer Laufzeitverlängerung auf 45 und mehr Jahre auf der Basis des Zukunftsszenarios (SRU-Szenario 2.1.a des SRU)



Wie Abbildung 15 zeigt, ist der Betrieb der im Jahr 2020 vorhandenen Kernkraftwerke von häufigen Abschaltungen und stark reduzierter Leistung gekennzeichnet. Werden die Kraftwerke entsprechend ihrer variablen Kosten im Rahmen der Merit Order eingesetzt, reduziert sich ihre mögliche Erzeugung von 172 TWh/a (bei unterstellten 8.000 Volllastbetriebsstunden pro Jahr) um ca. 78 TWh/a.

Eine Erhöhung der gesetzlichen Laufzeiten für Kernkraftwerke kommt bereits im Jahr 2020 in deutlichen Konflikt mit dem notwendigen Ausbau der Nutzung regenerativer Energiequellen. Bedenkt man, dass bei Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke auf 52 Jahre bis zum Jahr 2028 und bei einer Verlängerung auf 60 Jahre bis zum Jahr 2035 die gesamten derzeitigen Kernkraftwerkskapazitäten am Netz sein würden, zu diesen Zeitpunkten aber schon erheblich größere regenerative Erzeugungskapazitäten in Betrieb sein müssen, als hier für das Jahr 2020 angenommen, wird der Konflikt zwischen der von der Bundesregierung beabsichtigten Laufzeitverlängerung und dem notwendigen Ausbau der regenerativen Stromversorgung noch deutlicher.

4.5 Vorteile kleiner Erzeugungseinheiten als Ergänzung zum Ausbau der regenerativen Stromversorgung

Erheblich günstiger als für Kernkraftwerke stellt sich das Verhältnis zwischen dem notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und dem Einsatz von Blockheizkraftwerken dar, die vielfältige Vorteile für den Betrieb im Zusammenspiel mit nicht regelbaren regenerativen Energiequellen aufweisen.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Nutzung der Vorteile von Blockheizkraftwerken in einem stark auf regenerativen Energiequellen basierenden Elektrizitätssystem ist allerdings, dass sie über entsprechend große Wärmespeicher verfügen, um für eine stromgeführte Fahrweise zur Verfügung zu stehen. Außerdem ist es notwendig, dass sie zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und zentral im Netzverbund gesteuert werden können. Die zentrale Steuerung muss über Informationen zur Wärmelast der einzelnen Wärmeabnehmer und zum jeweiligen Füllstand der Wärmespeicher verfügen, um einen optimalen Dispatch der Blockheizkraftwerke gewährleisten zu können. Nur so lassen sich die großen technischen Vorteile von Blockheizkraftwerken für den Betrieb im Zusammenspiel mit den im Angebot stark schwankenden Wind- und Solarenergieanlagen realisieren. Ein solches, die schwankenden erneuerbaren Energien ideal ergänzendes Betriebskonzept, hat der Energieversorger LichtBlick mit dem Schwarmstrom-Konzept (LichtBick 2010) vorgelegt.

Wie bereits in Tabelle 2 in Kapitel 4.2 des Gutachtens gezeigt, verfügen Blockheizkraftwerke über technische Eigenschaften, die sie als ideale Ergänzung für nicht regelbare Stromeinspeisungen aus Wind- und Solarenergieanlagen qualifizieren:

- Blockheizkraftwerke weisen einen überragenden Leistungsgradienten auf, der es erlaubt, innerhalb einer Minute eine Leistungserhöhung von 50 bis 65 Prozent abzurufen (vgl. Krost und Matics, 2008, S. 2).
- Sie weisen darüber hinaus Anfahrdauern aus dem Stillstand von ca. 90 Sekunden auf volle Leistung auf (vgl. Krost und Matics, 2008, S. 2). Eigenschaften, die nur von Speicherwasserkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erreicht werden (vgl. Grimm, 2007, S. 9) und
- Zusätzlich ist aufgrund der geringen Größe der einzelnen Einheiten eine fast stufenlose Anpassung der Erzeugungsleistung an die jeweils im Netz nachgefragte Residuallast möglich.

Neben den bereits erläuterten großen Vorteilen im Bereich der Regelbarkeit weisen Blockheizkraftwerke zusätzliche Eigenschaften auf, die sie besonders als Ergänzung für einen forcierten Ausbau einer regenerativen Stromerzeugung qualifizieren. Sie lassen eine sehr genaue Anpassung der Kapazitäten an den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zu und weisen erhebliche Vorteile im Bereich der eingesetzten Brennstoffe auf.

Die hohe Anpassungsfähigkeit des Zubaus von Blockheizkraftwerken an die Notwendigkeiten der Ergänzung des Ausbaus der regenerativen Stromversorgung basiert auf drei Eigenschaften:

- Erstens ist durch die geringe Blockgröße der BHKW im Kilowattleistungsbereich eine Abstufung des Ausbaus in sehr kleinen Inkrementen möglich.
- Zweitens ist eine sehr schnelle Realisierung von Einzelprojekten in wenigen Monaten möglich, die mit Vorlauf- und Bauzeiten von 5 bis 10 Jahren für neue Großkraftwerke verglichen werden müssen.
- Drittens erfolgt aufgrund der im Vergleich zu Großkraftwerken deutlich kürzeren Lebensdauer der Anlagen durch den Zubau von Blockheizkraftwerken nur eine vergleichsweise kurzfristige Festlegung auf die installierten Leistungen. Für Großkraftwerke muss mit einer Lebensdauer von 35 bis 50 Jahren gerechnet

werden (vgl. Markewitz u.a., 1998, S. 40), während Blockheizkraftwerke auf eine Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren ausgelegt sind.

Blockheizkraftwerke können wegen ihrer kurzfristigen Realisierbarkeit und ihrer hohen technischen Flexibilität im Einsatz hervorragend einen eventuell kurzfristig erforderlichen Kapazitätsausbau aufgrund eines verspäteten Speicher- und Netzausbaus beim Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung ausgleichen. Wie das Gutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen zeigt, liegen gerade in diesen beiden Bereichen die besonderen Herausforderungen für den notwendigen Umbau des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems (vgl. SRU, 2010, S. 84).

Auch im Bereich der eingesetzten Brennstoffe und der Effizienz der Brennstoffnutzung weisen besonders gasgefeuerte Blockheizkraftwerke gegenüber konventionellen Großkraftwerken erhebliche Vorteile auf:

- Durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung gelingt es, den eingesetzten Brennstoff mit Gesamtwirkungsgraden von 80 bis 90 Prozent zu nutzen.
- Das eingesetzte Erdgas kann in den nächsten Jahren vollständig durch Erdgasmengen gedeckt werden, die durch Energieeinsparmaßnahmen im Bereich der Raumwärme freigesetzt werden (vgl. Nitsch, 2008, S. 80).
- Aufgrund der im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern geringen spezifischen CO₂-Emissionen kommt es beim Einsatz von Erdgas in Blockheizkraftwerken in der Kombination mit den hohen erzielbaren Anlagenwirkungsgraden zu sehr geringen spezifischen Treibhausgasemissionen.

Ein weiteres besonderes Merkmal von gasgefeuerten Blockheizkraftwerken ist die Möglichkeit, das eingesetzte Erdgas auf Dauer durch Biogas zu ersetzen. Ein Betrieb von Blockheizkraftwerken mit Biogas ist bei Biogasanlagen schon lange etablierte Praxis. Erfolgt der Einsatz des Gases dezentral direkt an der Biogasanlage, ist eine relativ einfache Gasreinigung ausreichend, um das produzierte Biogas für den Einsatz im Verbrennungsmotor des Blockheizkraftwerks aufzubereiten. Soll allerdings eine Einspeisung des Biogases in das vorhandene Erdgasnetz erfolgen, um einen Einsatz des Gases in der Nähe eines beliebigen Wärmeabnehmers zu ermöglichen, ist ein deutlich höherer Aufwand für die Aufbereitung des Biogases erforderlich, um es dem handelsüblichen Erdgas beizumischen. Die erforderlichen Aufbereitungsverfahren sind Stand der Technik und kommerziell verfügbar, sie führen aber zurzeit zu einer nicht unerheblichen Verteuerung des eingesetzten Biogases.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen geht in seinen Szenarien davon aus, das Biogas im Zukunftsszenario (SRU-Szenario 2.1) nur in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Im Jahr 2050 wir Biogas ausschließlich in KWK-Anlagen zur Produktion von ca. 17 TWh Strom verwendet (vgl. SRU, 2010, S. 31). In der Übergangsphase wird in den Jahren 2012 bis 2030 deutlich mehr Biogas eingesetzt, da bereits heute Erzeugungskapazitäten aus Energiepflanzen (Mais) aufgebaut worden sind, die bis zum Ende der Anlagenlebensdauer betrieben werden. Sie werden in diesem Zeitraum durch einen Ausbau der Biogasproduktion aus Restbiomasse ergänzt. Im Maximum werden im Zukunftsszenario im Jahr 2022 46,3 TWh/a Elektrizität aus Biogas in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Bis zum Jahr 2030 sinkt die Stromproduktion aus Biogas aufgrund des auf Null reduzierten Einsatzes von Energiepflanzen auf den Endwert von 17 TWh/a, der auch für das Jahr 2050 gilt. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser Biogaseinsatz ausschließlich in Blockheizkraftwerken realisiert wird. Ein weiterer Ausbau des Einsatzes von Biogas in Blockheizkraftwerken kann damit direkt Teil einer Strategie zum Ausbau der regenerativen Stromversorgung in Deutschland sein. Hier lässt sich hohe Effizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung mit hoher Flexibilität (hoher Leistungsgradient, extrem kurze Anfahrdauern) und dem Einsatz regenerativer Energiequellen verbinden.

In der Übergangsphase können bis zum vollen Ausbau der internationalen Pumpspeicherkapazitäten Blockheizkraftwerke auf Erdgasbasis mit einer deutlich größeren Gesamtleistung zum Einsatz kommen. In welchem Umfang dies sinnvoll ist, wird sich erst kurzfristig aufgrund des Fortschritts beim Ausbau der Speicherkapazitäten und der Leitungsverbindungen nach Norwegen herausstellen. Durch die zu erwartenden Fortschritte bei der Wärmedämmung des Gebäudebestands werden mittelfristig erhebliche Erdgasbezugsmengen aus der Raumwärmeerzeugung frei, die in BHKWs in diesem Zusammenhang verstromt werden könnten (vgl. z. B. Nitsch, 2008, S. 64).

5 Einfluss einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung

Wie bereits in Kapitel 4 deutlich geworden ist, ist eine erhebliche Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke gegenüber der derzeitigen Gesetzeslage technisch kaum mit dem aus Klimaschutzgründen erforderlichen raschen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zu vereinbaren.

Die vorhandenen Kernkraftwerke sind zwar in Grenzen dazu in der Lage einer sich ändernden Residuallast im Netz zu folgen, sie müssen aber ab einem erheblichen Durchdringungsgrad der regenerativen Energiequellen, der bereits im Jahr 2020 erreicht werden kann, nicht nur sehr häufige Lastwechsel durchführen, sondern auch an einer Vielzahl von Tagen vollständig abgeschaltet werden, sodass die abgeschalteten Kraftwerke für mindestens 50 Stunden nicht für einen Lastfolgebetrieb oder eine Volllastproduktion zur Verfügung stehen. Entsprechend einer Antwort der Bundesregierung auf eine Anfrage des Bundestagsabgeordneten Fell vom 22.4.2009 führen außerdem häufige Lastwechsel (,ein häufiges Hoch- und Runterfahren') darüber hinaus zu starken Materialermüdungen (BMU, schriftliche Auskunft vom 22.4.2009), welche das Risiko von Unfällen nicht unerheblich erhöhen dürften.

Es kann zusammenfassend festgestellt werden, dass eine erhebliche Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke in Deutschland zu einer technisch schwierigen Situation sowohl für den notwendigen Ausbau der regenerativen Energieerzeugung als auch für den Betrieb der Kernkraftwerke führen dürfte.

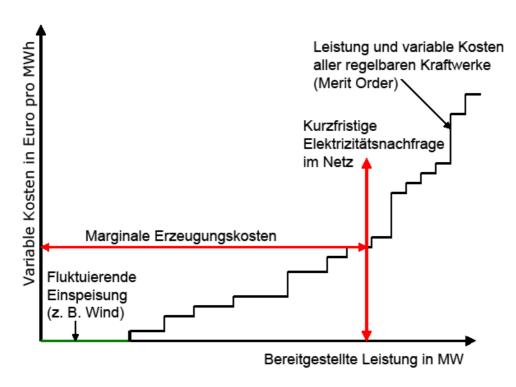
Der zentrale Widerspruch zwischen dem notwendigen Ausbau der regenerativen Stromversorgung Deutschlands und der von der Bundesregierung geplanten Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke liegt allerdings im Bereich ökonomischer Faktoren. Eine Laufzeitverlängerung für die vorhandenen Kernkraftwerke schafft massive Anreize für deren Betreiber, ihren gesamten politischen und ökonomischen Einfluss einzusetzen, um einen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung möglichst lange hinauszuzögern, wenn nicht sogar weitestgehend zu verhindern. Im Folgenden geht das Gutachten der Frage nach, wie es zu diesem Interessenkonflikt kommt.

Die Produktion von Elektrizität aus den regenerativen Energiequellen Wind, Sonne und Laufwasser verursacht keine variablen (zusätzlichen) Kosten durch den Betrieb der Anlagen. Die produzierbare Elektrizität kann auch nicht zu einem späteren Zeitpunkt, wie im Fall von Speicherwasserkraftwerken, abgerufen werden.

Die Entscheidung darüber, mit welchen Anlagen zu einem beliebigen Zeitpunkt des Jahres der nachgefragte Strom produziert wird, wird auf der Basis der variablen Kosten der Erzeugung gefällt. Hierzu werden alle Anlagen, die Strom anbieten, in der ansteigenden Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert. Alle 15 Minuten wählt der Netzbetreiber aus dem sortierten Angebot aller Stromerzeugungsanlagen diejenigen aus, die mit minimalen variablen Kosten den im Netz auftretenden Bedarf, die sogenannte Netzlast, befriedigen können. In der Realität spielen zusätzliche Faktoren eine Rolle, die für die hier angestellten Überlegungen keine Relevanz haben. Die variablen Kosten der teuersten noch einbezogenen Anlage bestimmen für jede Periode den Preis.

Wie Abbildung 16 zeigt, kommen zunächst alle Anlagen ohne variable Erzeugungskosten (Wind, Solarenergie und Laufwasserkraftwerke) zum Einsatz, bevor die Kraftwerke mit den geringsten Brennstoffkosten, in der Regel Kernkraftwerke, zum Einsatz kommen.

Abbildung 16: Entscheidung über den Einsatz von Kraftwerken nach den variablen Kosten



Quelle: Eigene Darstellung

Sobald der Anteil der regenerativen Stromproduktion ohne variable Kosten so groß wird, dass die Differenz zwischen der Einspeisung aus den regenerativen Energiequellen und der Netzlast, die sogenannte Residuallast, die Kapazität der vorhandenen Kernkraftwerke unterschreitet, müssen Kernkraftwerke mit verringerter Leistung betrieben werden. Sobald die für den Betrieb der Kernkraftwerke erforderliche Minimallast unterschritten wird, müssen diese nacheinander außer Betrieb genommen werden, wie in Kapitel 4 bereits erläutert worden ist. Kommt es zu einem entsprechend großen Anteil regenerativer Stromproduktion, verlieren die Betreiber der vorhandenen Kernkraftwerke erhebliche Verdienstmöglichkeiten.

Wird die Nutzung der regenerativen Energiequellen entsprechend dem Zukunftsszenario (SRU-Szenario 2.1.a) ausgebaut, führt dies allein im Jahr 2020 zu einer großen Zahl von Kernkraftwerksabschaltungen, wie in Kapitel 4.4 erläutert. Tabelle 4 weist die durch entsprechende Abschaltungen im Jahr 2020 verursachten Stillstandszeiten der deutschen Kernkraftwerke in Abhängigkeit von verschiedenen Laufzeiten aus.

Seite 51

Tabelle 4: Betriebsstundenausfälle und entgangene Gewinne in deutschen Kernkraftwerken im Jahr 2020 aufgrund erzwungener Abschaltungen in Folge des durch den notwendigen Ausbaus der regenerativen Stromversorgung in Abhängigkeit der KKW-Laufzeiten

	Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke in Jahren						
	32 35 36 40 44					52	60
	Entspricht einer Laufzeitverlängerung von x Jahren						
	0	3	4	8	12	20	28
Abschaltung des letzten Kernkraftwerks	2021	2024	2025	2029	2033	2041	2049
Jahr des durchschnittlichen Betriebsendes der deutschen Kernkraftwerke	2014	2017	2018	2022	2026	2034	2042
Betriebsstundenausfall durch erzwungenen Anlagenstillstand in 2020 in h/a	3.477	10.310	14.336	18.681	31.471	34.351	34.351
Produktionsausfall in 2020 durch erzwungenen Stillstand in TWh/a	1,0	3,6	5,7	8,3	17,9	20,4	20,4
Entgangene Gewinne in 2020 in Millionen Euro (bei 25 €/MWh variablen Kosten und einem Strompreis von 60 €/MWh	33,5	126,6	198,4	289,1	626,0	715,5	715,5
Entgangene Gewinne in 2020 in Millionen Euro (bei 25 €/MWh variablen Kosten und einem Strompreis von 70 €/MWh	43,1	162,8	255,0	371,7	804,9	919,9	919,9

Durch die erzwungenen Abschaltungen verlieren die Kernkraftwerksbetreiber bei einer Laufzeitverlängerung auf mehr als 45 Jahre, die zu einer im Jahr 2020 verbleibenden Kapazität ca. 21.500 MW führt, allein im Jahr 2020 mindestens 20 TWh Stromerzeugung. Durch den zusätzlich erforderlichen Teillastbetrieb der Kernkraftwerke gehen im Jahr 2020 bis zu 5 TWh weitere Erzeugungsmöglichkeiten verloren.

Rechnet man diese Ergebnisse für das Jahr 2020 sehr vorsichtig auf die gesamte verbleibende Laufzeit der im Jahr 2010 noch betriebenen deutschen Kernkraftwerke hoch, ergeben sich Verluste von bis zu 21 Milliarden Euro, wie Tabelle 5 zeigt. Diese Zahl stellt aus verschiedenen Gründen eine krasse Unterschätzung des real zu erwartenden Verlustes dar. Erstens wurden die Verluste bis zum jeweiligen Ende der Laufzeiten nur mit dem Verlust des Jahres 2020 multipliziert mit der Zahl der verbleibenden Jahre bis zum jeweils für ein Szenario durchschnittliches Laufzeitende aller Kernkraftwerke bewertet. Da aber der Anteil der regenerativen Stromerzeugung kontinuierlich weiter steigt und damit auch die Zahl der erzwungenen Abschaltungen weiter ansteigt, stellt dies eine grobe Unterschätzung der ausgefallenen Erzeugung dar. Zweitens unterstellt die Rechnung, dass sich die Kernkraftwerksbetreiber altruistisch verhalten, um den Gesamtschaden zu minimieren. Es wird für die Berechnungen angenommen, dass zunächst alle Kernkraftwerke in ihrer Leistung bis auf die Minimalleistung abgeregelt werden, bevor das erste Kernkraftwerk abgeschaltet wird. Im Markt wird sich aber höchst

wahrscheinlich kein altruistisches Verhalten der Betreiber durchsetzen. Es werden vielmehr alle kostengünstigeren Kernkraftwerke mit voller Leistung betrieben und nur das jeweils teuerste Grenzkraftwerk wird abgeregelt und bei Unterschreitung seiner Minimallast abgeschaltet, bevor das nächste Kernkraftwerk abgeregelt wird. Im Jahr 2020 führt das unterstellte altruistische Abregeln zu ca. 20 TWh/a Produktionsausfall, die den berechneten Verlusten zugrunde liegen, während ein marktorientiertes Verhalten allein im Jahr 2020 zu einem Produktionsausfall von ca. 78 TWh/a führt. Der ökonomische Schaden über die ab 2020 verbleibende Laufzeit würde sich allein im Fall einer marktorientierten Verhaltensweise bei substantieller Laufzeitverlängerung auf bis zu 80 Milliarden Euro fast vervierfachen.

Tabelle 5 Summe der jährlichen Abschaltungen von Kernkraftwerken und der zu erwartenden Verluste der Kernkraftwerks-Betreiber im Jahr 2020 sowie für die Restlaufzeit Kernkraftwerke bei einem altruistischen, nicht marktorientierten Verhalten der Kraftwerksbetreiber.

	Laufzeit der deutschen KKW in Jahren							
	32	40	44	52	60			
	entspricht einer Laufzeitverlängerung um y Jahre							
	0	8	12	20	28			
Abschaltung des letzten KKWs	2024	2029	2033	2041	2049			
Durchschnittliches Betriebsende aller Kraftwerke im Jahr	2014	2022	2026	2034	2042			
KKW-Abschaltungen im Jahr 2020 a)	70	374	629	687	687			
Minimale Zahl der Abschaltungen bis zum Laufzeitende (Basisjahr 2020) ^{a), b)}	100	1.122	4.403	10.305	15.801			
Verluste der KKW-Betreiber durch Abschaltungen im Jahr 2020 in Millionen Euro ^{c)}	43	372	805	920	920			
Minimale Verluste der KKW-Betreiber durch Abschaltungen bis zum Laufzeitende in Millionen Euro ^{c)}	62	1.115	5.634	13.799	21.158			

a) Erläuterung: Die Zahl der Abschaltungen wir in der Praxis sehr viel höher liegen als in der Tabelle ausgewiesen, da für die hier vorgestellten Ergebnisse eine altruistische Verhaltensweise der Kernkraftwerksbetreiber unterstellt wurde, um den Gesamtschaden zu minimieren. Es wurde angenommen, dass zunächst alle Kernkraftwerke in ihrer Leistung bis auf die Minimalleistung abgeregelt werden, bevor das erste Kernkraftwerk abgeschaltet wird. Im Markt wird sich aber höchst wahrscheinlich kein altruistisches Verhalten der Betreiber durchsetzen. Es werden vielmehr alle kostengünstigeren Kernkraftwerke mit voller Leistung betrieben und die teuersten Grenzkraftwerke werden nacheinander abgeregelt und komplett abgeschaltet. Im Jahr 2020 führt das altruistische Abregeln zu ca. 20 TWh/a Produktionsausfall (die den Berechnungen der Tabelle zugrunde liegen), während das marktorientierte Verhalten zu einem Produktionsausfall von ca. 78 TWh/a führt.

Der ökonomische Schaden über die gesamte Restlaufzeit bei einer maximalen Laufzeitverlängerung um 28 Jahre würde sich bei einem marktorientierten Verhalten auf bis zu 80 Milliarden Euro fast vervierfachen.

b) Zahl der Abschaltungen im Jahr 2020 multipliziert mit der Zahl der Jahre von 2020 bis zum Jahr des durchschnittlichen Betriebsendes aller deutschen Kernkraftwerke, die 2010 noch in Betrieb sind. Die Zahl der wirklichen Abschaltungen liegt substantiell höher, da ab 2020 der Anteil der regenerativen Energiequellen weiter steigt und es bereits vor 2020 zu erzwungenen Abschaltungen kommt, die hier nicht mit eingerechnet wurden. Beide Effekte wurden hier nicht berücksichtigt, da

für das vorliegende Gutachten nur die Situation des Jahres 2020 im Detail analysiert werden konnte.

c) Produktionsausfälle aufgrund von Abschaltungen und gedrosselter Fahrweise über die gesamte Laufzeit von 2020 bis zur Abschaltung des letzten AKWs bei 25 €/MWh variablen Kosten und einem Strompreis von 70 €/MWh

Gelingt es den Kernkraftwerksbetreibern mit Hilfe ihres großen politischen und ökonomischen Einflusses den notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zu verlangsamen oder zu verhindern, könnten diese Verluste deutlich reduziert werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es sehr bedenklich, dass die vier großen Kernkraftwerksbetreiber einen zunehmend größer werdenden Teil der genehmigten Planungen für deutsche Offshore-Windparks kontrollieren. Eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke macht aus diesen Planungen "Mallefizsteine" zur Behinderung des Ausbaus der notwendigen regenerativen Stromversorgung in Deutschland.

Aus der Analyse der Zusammenhänge wird klar erkennbar, dass die vier großen deutschen Stromkonzerne, die die deutschen Kernkraftwerke betreiben, bei einer deutlichen Laufzeitverlängerung für ihre Kernkraftwerke ein großes ökonomisches Interesse an einer Verzögerung oder Verhinderung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland haben. Es geht in der derzeitigen Debatte daher nicht nur um die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke, sondern auch um die daraus folgende, für die Kernkraftwerksbetreiber ökonomisch höchst attraktive, Behinderung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland. Nicht ohne Grund haben E.ON und EDF in Anhörungen zur Zukunft der Kernenergie in Großbritannien im März 2009 als Vorbedingung für Neubauten von Kernkraftwerken darauf bestanden, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf maximal 20 – 33 Prozent begrenzt werden müsste (Frankfurter Rundschau vom 9.3.2009).

Je länger die von der Bundesregierung beabsichtigte Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke ausfällt, umso größer wird der finanzielle Anreiz für die Kernkraftwerksbetreiber, den notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zu verhindern oder zu verzögern. Wird nur ein Bruchteil der möglichen Gewinne für eine massive Beeinflussung der Politik und der Öffentlichkeit eingesetzt, erlaubt dies den Einsatz von Beträgen im dreistelligen Millionenbereich.

Mit einer Laufzeitverlängerung wächst der Anreiz für Kernkraftwerksbetreiber genehmigte Planungen für weitere Offshore-Windparks aufzukaufen, diese dann aber nicht oder nur extrem verzögert umzusetzen und so den wichtigen Ausbau der Windenergie nach Kräften zu verzögern.

Seite 54

6 Einfluss einer Laufzeitverlängerung auf die Investitionsbereitschaft für den notwendigen Systemumbau

Neben der Frage nach den Anreizen, die eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke für die Betreiber dieser Kraftwerke in Bezug auf eine Behinderung des Ausbaus der notwendigen regenerativen Stromversorgung gibt, stellt sich die Frage, wie weit eine Laufzeitverlängerung auch Auswirkungen auf die Bereitschaft unabhängiger Akteure hat, in den Ausbau regenerativer Energiequellen zu investieren? Im folgenden Kapitel soll dieser Frage nachgegangen werden. Darüber hinaus hat eine erhebliche Laufzeitverlängerung auch Auswirkungen auf die Profitabilität flexibler konventioneller Kraftwerke und die Investitionsbereitschaft unabhängiger Investoren, derartige Kraftwerke zu realisieren (vgl. auch Böge, 2010, S. 5). Dieser Frage soll im zweiten Teil des folgenden Kapitels nachgegangen werden.

6.1 Einfluss auf die Investitionsbereitschaft im Bereich des Ausbaus der regenerativen Energiequellen

Einfluss auf Erzeugungsanlagen

Aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung der Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist der Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ökonomisch und technisch vom Ausbau und der Struktur der konventionellen Stromerzeugung abgekoppelt. Zum einen findet die Preisbildung außerhalb des Strommarktes durch die gesetzliche Festlegung der Vergütungshöhen für die einzelnen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen im EEG statt und zum anderen besteht ein gesetzlich garantierter Vorrang bei der Einspeisung des aus regenerativen Energiequellen erzeugten Stroms vor allen konventionellen Kraftwerken. Insofern verändert eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke die ökonomischen Betriebsbedingungen und die Rentabilität der regenerativen Stromerzeugung unter den heute gegebenen Randbedingungen nicht.

Es ist allerdings zu beobachten, dass die gleichen Akteure, die heute Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke fordern, schon lange eine Änderung des gesetzlichen Regelungsrahmens für die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen anstreben. So wird von Seiten der großen Energieversorgungsunternehmen seit Jahren gefordert, das Modell der fixen Einspeisevergütung durch Förderinstrumente zu ersetzen, die stärker auf Marktelemente setzen (vgl. z. B. VDEW, 2005).

Die von der interessierten Seite geforderten Veränderungen der Förderinstrumente für aus regenerativen Energiequellen erzeugten Strom zielen dabei in zwei Richtungen. Zum einen geht es um eine direkte Begrenzung der Menge des regenerativ erzeugten Stroms und zum anderen möchte man erreichen, dass gerade die Betreiber von nicht regelbaren Erzeugungsanlagen auf der Basis von Wind und Sonne ihren Strom an der Börse vermarkten müssen.

Das Ergebnis einer drastischen politischen Mengenbegrenzung für die regenerative Stromerzeugung steht im Widerspruch zu den Notwendigkeiten eines aus Gründen des Klimaschutzes und der nachhaltigen Energieversorgung gebotenen Ausbaus der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.

Zwingt man die für eine regenerative Stromversorgung in Deutschland überaus wichtige Strommärkten, Windenergie zur Vermarktung an den führen Erzeugungskapazitäten dazu, dass die Residuallast bei hohen Windgeschwindigkeiten auf oder unter Null sinken kann. Da die Windenergie keine variablen Kosten aufweist, sinken der Marktpreis und damit die erzielbare Vergütung auf Null. Je größer die installierte Leistung der regenerativen Energiequellen ohne variable Kosten wird, um so weiter sinken die mit diesen Anlagen insgesamt erzielbaren Erlöse, da der zurzeit an den Elektrizitätsmärkten etablierte Preismechanismus nicht für die Marktsteuerung bei hohen Anteilen von Anbietern ohne variable Kosten geeignet ist. Bei dieser von den großen Energieversorgungsunternehmen seit langem geforderten Umstellung der Vergütung für regenerative Energiequellen sinkt die ökonomische Attraktivität von Investitionen in Windund Solarenergie mit dem weiteren Ausbau erheblich, obwohl ein weiterer Ausbau aus Gründen des Klimaschutzes und einer langfristig nachhaltigen Energieversorgung erforderlich ist.

Sollte es zu einer erheblichen Verlängerung der Laufzeiten für deutsche Kernkraftwerke kommen, entsteht, wie in Kapitel 5 gezeigt wurde, ein sehr großer ökonomischer Anreiz für die Betreiber der begünstigten Kernkraftwerke, massiven Druck auf die Politik auszuüben, die Randbedingungen für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom zu verschlechtern, um damit den weiteren Ausbau möglichst zu verhindern oder zumindest stark zu verlangsamen. Die Stoßrichtung dieser zu erwartenden Angriffe auf das bisherige Fördersystem zeichnet sich seit Jahren ab (vgl. z. B. VDEW, 2005) und es steht zu erwarten, dass sich die Intensität der Forderungen nach einer Veränderung des EEG nach einer erfolgreichen Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke deutlich erhöhen wird.

Kommt es zu der von den deutschen Großkraftwerksbetreibern angestrebten Veränderung des Fördersystems für die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, kann dies erhebliche negative Auswirkungen auf die Bereitschaft unabhängiger Akteure haben, in Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen zu investieren.

Bei einer Umstellung auf ein Mengensteuerungssystem steht zu befürchten, dass die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke ihren gesamten politischen Einfluss geltend machen werden, um die gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauziele so niedrig zu halten, dass es zu keiner wesentlichen Beeinträchtigung des Betriebs ihrer Kernkraftwerke kommt, die Residuallast also in der Regel größer bleibt, als die installierte Kapazität der deutschen Kernkraftwerke. Da eine Beschränkung der Windenergie auf den Wert der minimalen Residuallast (des Jahres 2020) von ca. 17 GW aufgrund der bereits heute installierten Windenergieleistung von gut 25 GW nicht mehr möglich ist, wird es für die Kernkraftwerksbetreiber darum gehen, einen weiteren Zuwachs der installierten Kapazitäten mit allen Mitteln einzudämmen. Jede weitere Kapazitätserhöhung der Windenergie wird zu erheblichen Gewinneinbußen für die vorhandenen Kernkraftwerke führen, wenn es nicht gelingt, in erheblichem Umfang den überschüssigen Kernenergiestrom zu exportieren. Ein Export dürfte in Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten in Deutschland allerdings nur zu relativ unattraktiven Preisen möglich sein, da unsere europäischen Nachbarländer ihre installierte Windkraftkapazität steigern und damit in diesen Ländern zur gleichen Zeit erhebliche Windenergiemengen zur Reduktion der Strompreise führen werden, in welcher deutsche Kernkraftwerke nach Exportmöglichkeiten suchen. Gelingt es den Kernkraftwerksbetreibern direkte Mengenbeschränkungen für den Ausbau regenerativer Energiequellen im Rahmen eines Quotenmodells durchzusetzen, schränken die verringerten Mengenziele Möglichkeiten unabhängiger Investoren im Bereich der regenerativen Stromerzeugung direkt ein. Die Investitionsbereitschaft dürfte in diesem Fall sinken.

Eine zweite Auswirkung von Quotenmodellen auf die Investitionsbereitschaft unabhängiger Investoren liegt darin, dass sich das Risiko von Investitionen in Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung deutlich erhöht, da nicht abgeschätzt werden kann, welche Erlöse zukünftig für den erzeugten Strom am regulären Strommarkt und welche Erlöse mit dem Verkauf der grünen Zertifikate erzielbar sein werden. Diese Risikoerhöhung führt bei großen Investoren zu einer deutlichen Erhöhung der geforderten Eigenkapitalverzinsung und damit zu einer Verringerung der Anzahl der als attraktiv erachteten Investitionsprojekte.

Auf der Seite finanzierender Banken führen Quotenmodelle aufgrund der gleichen Erlösrisiken zu deutlich höheren Risikoaufschlägen bei der Fremdkapitalbereitstellung. Diese Risikoaufschläge von Investoren und Banken haben in der Praxis dazu geführt, dass Quotenmodelle deutlich höhere durchschnittliche Erlöse zur Realisierung der gleichen Ausbauziele benötigen als Einspeisevergütungen, auch wenn beide Instrumente nach einfachen wirtschaftswissenschaftlichen Modellüberlegungen bei gleichen Mengen zu gleichen Preisen führen sollten und Quotenmodelle höhere Effizienzvorteile realisieren müssten (vgl. z. B. Menges, 1999). Besonders die erschwerte Fremdfinanzierung von Projekten führt zusätzlich zu einer Begünstigung größerer Investoren, wie Langniß (2003, S. 240) herausgearbeitet hat. Da die Möglichkeiten der in Deutschland häufig im Bereich der regenerativen Energiequellen anzutreffenden kleineren Investoren (z. B. im Fall sogenannter Bürgerwindparks) zur Fremdfinanzierung durch Quotenmodelle indirekt erheblich eingeschränkt werden, ist damit zu rechnen, dass durch eine Umstellung des Systems erhebliche Investitionsvolumina überhaupt nicht erschlossen werden können.

In Quotenmodellen, wie dem amerikanischen RPS System (renewable portfolio standards), kommt es häufig dazu, dass unabhängige Windenergieanlagenbetreiber ihren Strom und ihre Emissionszertifikate nicht laufend am Markt verkaufen, sondern dass sie frühzeitig langfristige Verträge mit großen Energieversorgungsunternehmen über die Abnahme des Stroms und der Zertifikate für regenerativ erzeugten Strom abschließen. Langniß (2003, S. 240) zeigt, dass diese Konstellationen dazu führen, dass kleinere Investoren deutlich schlechtere Rahmenbedingungen vorfinden, als im Rahmen des EEG.

Selbst wenn es den Kernkraftwerksbetreibern nur in Grenzen gelingt, den Kapazitätsausbau der regenerativen Stromerzeugung einzuschränken, führt die bereits vom BdEW (vormals VDEW) seit Jahren geforderte Umstellung auf Quotenmodelle zu einer stark gesunkenen Attraktivität von Investitionen in regenerative Stromerzeugung für unabhängige Akteure und zu einem Zurückdrängen der heute im Bereich der regenerativen Energiequellen vielfach anzutreffenden Kleininvestoren.

Einfluss auf den Netzausbau

Neben der Frage der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke auf die Investitionsbereitschaft im Bereich der regenerativen Stromerzeugung, stellt sich die Frage, ob eine Laufzeitverlängerung negative Auswirkungen auf die Investitionen in den Ausbau der Stromnetze und -speicher haben kann.

Für eine weitestgehend regenerative Stromversorgung ist nach Einschätzung des Sachverständigenrates für Umweltfragen (vgl. SRU, 2010, S. 68-71) der Ausbau der Hochspannungsnetze in zwei Bereichen erforderlich. Zum einen ist ein Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen zwischen der deutschen Nordseeküste und den deutschen Verbrauchszentren erforderlich, um den in Norddeutschland und im Bereich der deutschen Nordsee erzeugten Windstrom in die Verbrauchszentren zu transportieren. Zum anderen ist ein Ausbau der Verbindungen zwischen Deutschland und Norwegen erforderlich, um die norwegischen Pumpspeicherpotentiale mit den deutschen regenerativen Stromerzeugungspotentialen und den deutschen Verbrauchszentren zu verbinden.

Da die zusätzlich benötigten inländischen Netzverbindungen durch die Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber verlaufen, ist davon auszugehen, dass diese für den Bau der Verbindungen verantwortlich sein werden. Zwei der vier Übertragungsnetzbetreiber, nämlich Amprion (RWE) und EnBW Transportnetz sind im Besitz von Unternehmen, die einen großen Teil der deutschen Kernkraftwerksbetriebsgesellschaften besitzen (RWE und EnBW). Die Firmen Transpower, der ehemalige Übertragungsnetzbetreiber der E.ON AG, ist zum 1.1.2010 an die niederländische TenneT TSO B.V. verkauft worden, die sich über die TenneT Holding B.V. im Besitz des niederländischen Staates befindet. Auch die 50 Herz Transmission, die sich bis vor Kurzem im Besitz des Kernkraftwerksbetreibers Vattenfall befand, hat 2010 den Besitzer gewechselt und befindet sich nun im Besitz des belgischen Netzbetreibers Elia und des Infrastrukturfonds IFM.

Da die Zuständigkeit für den Ausbau der deutschen Übertragungsnetze zu einem großen Teil in den Händen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber liegt, entsteht durch eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke ein hoher ökonomischer Anreiz für RWE und EnBW als Eigentümer deutscher Übertragungsnetzbetreiber ihren Tochterfirmen zu signalisieren, dass ein möglichst langsamer Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Zentren der deutschen Windenergieerzeugung und den deutschen Verbrauchszentren im Sinne ihrer Eigentümer ist. Es steht daher zu befürchten, dass sich der bisherige schleppende Ausbau der deutschen Hochspannungsnetze in Zukunft weiter fortsetzen wird. Es bleibt zu beobachten. inwieweit sich der unabhängige niederländische Netzbetreiber Tennet als Eigentümer von Transpower und Elia als neuer Eigentümer von 50 Herz Transmission anders positionieren wird. Ohne eine zügige Anbindung der notwendig auszubauenden offshore Windenergiekapazitäten in der deutschen Nordsee an die deutschen Verbrauchszentren wird es nicht zum notwendigen Ausbau der Erzeugungskapazitäten kommen. Ein schleppender und verzögerter Netzausbau wird negative Konsequenzen für die Investitionsbereitschaft unabhängiger Akteure besonders im Bereich des Ausbaus der Windenergie haben.

Einfluss auf den Speicherausbau

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach den Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die Investitionsbereitschaft beim notwendigen Ausbau von Speicherkapazitäten. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen betont im Bereich der Speicher die Attraktivität eines möglichen Umbaus der norwegischen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken (vgl. SRU, 2010, S. 62-65). Entsprechend sollen im Folgenden am Beispiel der norwegischen Speichermöglichkeiten die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke auf die Bereitschaft unabhängiger Akteure, in Speicherkapazitäten zu investieren, diskutiert werden.

Die attraktivste Speicheroption im Zusammenhang mit dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland ist die Umwandlung norwegischer Speicherwasser-kraftwerke in Pumpspeicherkraftwerke (vgl. SRU, 2010, S. 64). Um diese sehr großen Speicherpotentiale von derzeit 84 TWh zu entwickeln, die den gesamten Speicherbedarf einer vollständig auf regenerativen Energiequellen beruhenden deutschen Stromversorgung decken kann (vgl. SRU, 2010, S. 64), bedarf es zum einen des Ausbaus der notwendigen Netzkapazität und zum anderen eines Umbaus der norwegischen Kraftwerke. Diese können durch zusätzliche Verbindungskanäle zwischen vorhandenen Ober- und Unterseen und den Einbau erheblicher Pumpleistung sowie den Ausbau der vorhandenen Erzeugungsleistung für die neue Aufgabe umgebaut werden.

Für die Anbindung der neu entstehenden norwegischen Pumpspeicherleistung sind zusätzliche Leitungen mit einer Gesamtkapazität von über 40 GW erforderlich, welche die Anlandungspunkte der offshore Windenergie an der deutschen Nordseeküste mit den norwegischen Wasserkraftwerksstandorten verbinden. Über diese Leitungen kann der überschüssige Windstrom in Starkwindperioden nach Norwegen transportiert und zu Schwachwindzeiten wieder nach Deutschland zurück transportiert werden. Der Weitertransport von Elektrizität aus den norwegischen Pumpspeichern erfolgt ab der Nordseeküste über die gleichen neuen Verbindungsleitungen, die den Windstrom im Normalfall direkt in die deutschen Verbrauchszentren transportieren.

Erfolgt ein nur unzureichender Ausbau der deutschen Netzverbindungen zwischen der Nordseeküste und den Verbrauchszentren, kann der in den norwegischen Pumpspeicherkraftwerken gespeicherte Windstrom nicht zu den Verbrauchszentren transportiert werden. Für den Bau dieser Netzverbindungen sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zuständig, die zur Hälfte im Besitz von Konzernen sind, die gleichzeitig über verschiedene Tochterunternehmen die deutschen Kernkraftwerke betreiben. Dieser Interessenkonflikt legt die Vermutung nahe, dass es im Sinne der ökonomischen Interessen der Kernkraftwerksbetreiber zu einer Verzögerung des Ausbaus dieser kritischen Netzverbindungen kommen wird. Indirekt können damit die Interessen der Kernkraftwerksbetreiber durch ihre Schwesterunternehmen im Bereich des Übertragungsnetzbetriebs negativ auf die Möglichkeiten der Speicherinvestoren wirken, ihren Strom in Deutschland zu vermarkten. Durch einen schleppenden innerdeutschen Netzausbau verschlechtert sich damit die Wirtschaftlichkeit eines norwegischen Speicherausbaus für die Zwischenspeicherung regenerativ erzeugten Stroms aus Deutschland. Entsprechend sinkt die Attraktivität von Investitionen in den Aus- und Umbau der norwegischen Speichermöglichkeiten.

Ganz anders verhält es sich mit dem Ausbau von kleineren Pumpspeichern in Süddeutschland. So liegt das beantragte Bauvorhaben Atdorf in Baden-Württemberg hinter allen möglichen Netzengpässen (vgl. DENA, 2010, S. 20) und kann damit jederzeit zur Speicherung der Überproduktion aus Kernkraftwerken eingesetzt werden. Da es hier im Gegensatz zur Windenergie in der Regel um den Ausgleich für wenige Stunden und nicht Wochen geht, reicht ein relativ geringes Speichervolumen aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Es verwundert nicht, dass hinter dem Investor Schluchseewerk AG die Kernkraftwerksbetreiber RWE Power AG (50 Prozent) und EnBW Kraftwerke AG (37,5 Prozent) stehen (vgl. Schluchseekraft AG, 2009, S. 2). Eine verzögerte Anbindung der norwegischen Speichermöglichkeiten über einen verzögerten

Ausbau der deutschen Nord-Süd-Verbindungen begünstigt damit nicht nur die Kernkraftwerksbetreiber direkt, sondern auch den Betrieb der von ihnen zurzeit betriebenen und geplanten Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland.

Eine Entscheidung für eine deutliche Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke schafft damit Anreize für zwei Konzerne, die die Hälfte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber stellen, die notwendige Netzanbindung und damit auch den Ausbau der norwegischen Pumpspeichermöglichkeiten möglichst lange hinauszuzögern und zu behindern.

Es muss davon ausgegangen werden, dass norwegische Investoren eine deutliche Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke als klares Zeichen gegen einen möglichst schnellen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland verstehen werden, da diesen Akteuren die Zusammenhänge hinlänglich bekannt sind. Da eine Verzögerung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland die norwegischen Projekte ökonomisch deutlich unattraktiver macht, muss im Fall einer deutlichen Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke mit einer erheblichen Investitionszurückhaltung auf der Seite der norwegischen Investoren gerechnet werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine deutliche Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke zu erheblich reduzierten Investitionen in den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland, den notwendigen Netzausbau und den notwendigen Aus- und Umbau der erforderlichen Pumpspeichermöglichkeiten in Norwegen führen dürfte.

6.2 Einfluss auf die Investitionsbereitschaft im Bereich flexibler konventioneller Erzeugungseinheiten

Auch Investitionen in die zur Ergänzung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung besonders in der Übergangszeit notwendigen flexiblen konventionelle Kraftwerke werden durch eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke gefährdet, wie Böge (2010) feststellt. Er führt aus (Böge, 2010, S. 4): "Die vergleichsweise niedrigen Grenzkosten von Kernkraftwerken werden zur Ausweitung ihrer Stromerzeugung gegenüber der heutigen Rechtslage führen. Dies würde den Output von gas- oder kohlebefeuerten Kraftwerken und hier insbesondere von Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung entsprechend verdrängen."

Böge diagnostiziert schwerwiegende Rückwirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die möglichen Deckungsbeiträge von kohle- und gasbefeuerten Kraftwerken und insbesondere von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, die durch den Einsatz der Kernkraftwerke zurückgefahren werden müssen. Durch dieses Zurückfahren " ... können sie nur geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften (stranded investment). ... Ferner werden ihre Investitionsplanungen (der kleineren Wettbewerber) im Wesentlichen unwirtschaftlich und damit nicht realisierbar." (Böge, 2010, S. 5)

Die Laufzeitverlängerung führt zu einer Verdrängung der marginalen Kraftwerke, die in der Regel Gaskraftwerke mit hohen variablen und niedrigen Fixkosten sind. Diese Kraftwerke weisen gleichzeitig die besten Regelcharakteristika für konventionelle Kraftwerke auf, was ihren Einsatz in Ergänzung eines voranschreitenden Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland besonders attraktiv macht. Die Laufzeitverlängerung setzt damit im Bereich flexibler konventioneller Kraftwerke völlig falsche Zeichen für potentielle Investoren, die massiv um ihr eingesetztes Kapital fürchten müssen, während die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke Extraprofite erzielen und ihre Vormachtstellung im Elektrizitätsmarkt weiter ausbauen können.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für am Strommarkt orientierte, gasbetriebene Blockheizkraftwerke könnten sich durch eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke verschlechtern. Werden dezentrale Blockheizkraftwerke so betrieben, dass sie, während sie den Netzen Strom zur Verfügung stellen, die für ihre Abnehmer notwendige Wärme produzieren und speichern, können BHKWs den Ausbau der regenerativen Energiequellen ideal ergänzen. In der Regel lässt sich im Zusammenspiel zwischen nicht geregelter regenerativer Stromeinspeisung und dem Betrieb der BHKWs ein ökonomisch attraktiver Betrieb sicherstellen.

Allein im Jahr 2020 werden durch den Einsatz der Kernkraftwerke bei erheblichen Laufzeitverlängerungen alle anderen Erzeugungsarten rechnerisch an ca. 2000 Stunden des Jahres verdrängt, da die Residuallast unter die Leistung der verfügbaren Kernkraftwerke sinkt und diese vollständig die Deckung der Residuallast übernehmen. Nur in den Phasen, in welchen Kernkraftwerke abgeschaltet sind und noch nicht wieder hochgefahren werden können, kommen andere flexible Einheiten zur Deckung von Teilen der so verbleibenden Residuallast zum Einsatz. Bei einem weiter voranschreitenden Ausbau der regenerativen Stromerzeugung werden die Einsatzmöglichkeiten von am Strommarkt orientierten Blockheizkraftwerken durch den weiterlaufenden Betrieb der Kernkraftwerke vermutlich eingeschränkt. Dabei bieten diese Anlagen eine ideale Voraussetzung zur Ergänzung der regenerativen Stromerzeugung, wie in Kapitel 4 deutlich herausgearbeitet worden ist.

Durch eine erhebliche Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke werden Investitionen in dezentrale Blockheizkraftwerke voraussichtlich weniger attraktiv. Ein notwendiger Umbau des deutschen Energiesystems in Richtung auf eine flexible, hoch effiziente dezentrale Versorgung wird erschwert.

7 Zusammengefasstes Ergebnis des Gutachtens

- Eine vollständig regenerative Stromversorgung Deutschlands ist ohne Schwierigkeiten bis zum Jahr 2050 realisierbar.
- Eine vollständig regenerative Stromversorgung löst das Problem der deutschen Treibhausgasemissionen für den größten Teilbereich vollständig.
- Eine vollständig regenerative Stromversorgung ist auf Dauer die kostengünstigste Stromversorgung für Deutschland.
- Die Mehrkosten für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung liegen für wenige Jahre zwischen 1,5 und 3,5 Cent pro Kilowattstunde.
- Es bedarf keiner weiteren Brückentechnologie für die vollständige Umstellung der deutschen Stromversorgung auf regenerative Energiequellen.
- Eine vollständig regenerative Stromversorgung wäre ohne Rücksicht auf die Restlaufzeiten konventioneller Kraftwerke bereits 2030 möglich.
- Eine Laufzeitverlängerung für die bestehenden deutschen Kernkraftwerke ist keine Brückentechnologie für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung Deutschlands.
- Der Neubau von Kohlekraftwerken ist keine Übergangstechnologie.
- Eine substantielle Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke schafft vielmehr erhebliche ökonomische Anreize für die Betreiber und ihre Muttergesellschaften, den Ausbau der regenerativen Stromversorgung in Deutschland zu behindern.
- Es ist zu erwarten, dass die deutschen Kernkraftwerksbetreiber ihren ganzen politischen und ökonomischen Einfluss einsetzen werden, um den Ausbau der regenerativen Energiequellen zu stoppen, zu verzögern oder mindestens zu behindern.
- Ein wichtiges Instrument zur Behinderung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung wird der Versuch sein, dass EEG in wesentlichen Teilen abzuschaffen und durch möglichst Quotenmodelle mit restriktiven Mengenvorgaben zu ersetzen.
- Eine substantielle Laufzeitverlängerung schafft starke ökonomische Anreize in ein bis zweistelliger Milliardenhöhe zur Verzögerung und Behinderung des Netzausbaus durch die mit den Kernkraftwerksbetreibern nach wie vor verflochtenen deutschen Netzbetreibern Amprion, 50 Herz Transmission und EnBW Transportnetz.
- Eine Laufzeitverlängerung sendet fatale Signale an unabhängige Investoren im Bereich der regenerativen Elektrizitätserzeugung, des Ausbaus norwegischer Speicherkapazitäten, des Baus und Betriebs flexibler konventioneller Gaskraftwerke und des Baus und Betriebs von hoch effizienten und extrem flexiblen dezentralen Blockheizkraftwerken.

- Eine Laufzeitverlängerung führt gerade im Bereich bereits errichteter flexibler konventioneller Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu Not leidenden Investitionsvorhaben, sogenanntem "stranded investment".
- Eine Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke verhindert Investitionen in den notwendigen Umbau der deutschen Elektrizitätsversorgung zu einem langfristig klimafreundlichen und nachhaltigen Versorgungssystem.

8 Anhang A

8.1 Die Szenarien des Sachverständigenrates für Umweltfragen

In seiner Stellungnahme vom Mai 2010 hat der Sachverständigenrat für Umweltfragen untersucht, ob und wie es möglich ist, die Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 vollständig auf der Basis regenerativer Energiequellen zu realisieren. Zu diesem Zweck hat er acht Szenarien definiert, die verschiedene mögliche Nachfragehöhen (500 und 700 TWh/a) für das Jahr 2050 zu Grunde legen und die unterschiedliche Grade einer internationalen Vernetzung der Stromerzeugung widerspiegeln.

Die Gruppe der 500 TWh/a Szenarien geht davon aus, dass in Zukunft entsprechend den politischen Vorgaben der Bundesregierung (z. B. Meseberger Beschlüsse) und der EU Kommission (z. B. Effizienzziele für das Jahr 2020) weitere Reduktionen der Elektrizitätsnachfrage durch effizientere Technik erzielbar sind. So geben die Meseberger Beschlüsse das Ziel vor, die Elektrizitätsnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf ca. 520 TWh/a zu reduzieren. Eine Reihe von Szenarien gehen für das Jahr 2050 sogar von Nachfragereduktionen auf unter 400 TWh/a aus (vgl. z. B. Deutscher Bundestag, 2002, S. 47). Alle Szenarien gehen davon aus, dass, wie bereits in der Vergangenheit, eine weitere Substitution von Primärenergieträgern durch Elektrizität stattfinden wird. Eine vollständige Elektrifizierung des Individualverkehrs dürfte ohne eine zukünftige Effizienzverbesserung zu einer Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2050 um ca. 100 TWh/a führen. Im Fall sehr guter Effizienzfortschritte in anderen Bereichen ist vorstellbar, dass die Umstellung des Individualverkehrs auf elektrische Antriebe in einem Szenario mit einer Gesamtnachfrage von ca. 500 TWh/a gedeckt werden kann.

Die Gruppe der 700 TWh/a Szenarien geht von dem unwahrscheinlichen Fall aus, dass alle wesentlichen Bemühungen um weitere Effizienzfortschritte in der Elektrizitätsnutzung scheitern und dass gleichzeitig erhebliche Verlagerungen der Energienachfrage in den Elektrizitätsbereich erfolgen. Diese Verlagerungen schließen die vollständige Umstellung des Individualverkehrs auf elektrische Energie ohne weitere Wirkungsgradsteigerungen gegenüber heute verfügbarer Technologie ein. Sie stellen somit nach Einschätzung des Sachverständigenrats für Umweltfragen den "Worst Case" oder die maximale Herausforderung für eine regenerative Elektrizitätsversorgung des Jahres 2050 dar. Im vorliegenden Gutachten werden diese wenig realistischen Szenarien nicht weiter verfolgt. Für weitere Informationen sei auf die Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen verwiesen (SRU, 2010).

In den in ihrer regionalen Beschränkung radikalsten Szenarien, Szenario 1.a (509 TWh/a) und Szenario 1.b (700 TWh/a), wird davon ausgegangen, dass sich Deutschland zu jeder Stunde des Jahres zu 100 Prozent aus einheimischen regenerativen Energiequellen versorgen muss. Ein Austausch von Elektrizität mit dem Ausland ist ausgeschlossen. Jede Speicherung von Elektrizität muss in Deutschland erfolgen. Die größte Herausforderung dieser Szenarien liegt in der Speicherung von Elektrizität für Zeiten eines niedrigen Angebots von Wind- und Sonnenenergie, da in Deutschland nur sehr beschränkte Möglichkeiten für den Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten und Druckluftspeichern existieren.

In der zweiten Gruppe von Szenarien wird ein moderater Austausch mit zwei weiteren Ländern (Norwegen und Dänemark) erlaubt, um die in Norwegen vorhandenen großen Pumpspeicherpotentiale mit in die Betrachtung einbeziehen zu können. In den Szenarien 2.1.a (509 TWh/a) und 2.1.b (700 TWh/a) wird lediglich die Speicherung von Elektrizität

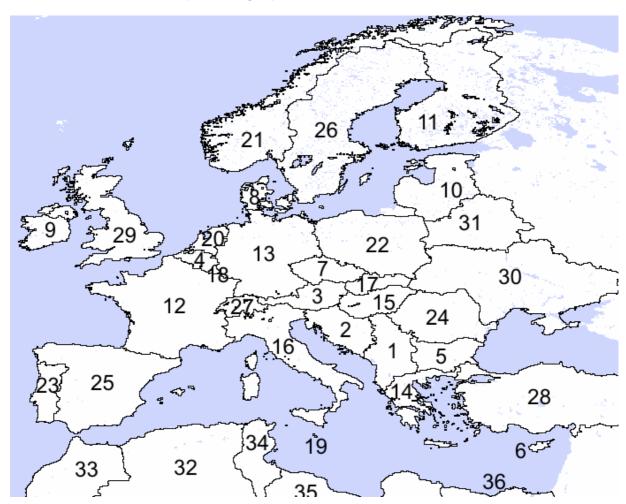
im Ausland (im Wesentlichen in Norwegen) erlaubt. Die Erzeugung der Elektrizität muss nach wie vor zu 100 Prozent in Deutschland erfolgen.

Für das hier vorgelegte Gutachten wird das Szenario 2.1.a des Sachverständigenrates als nachhaltiges und relativ leicht realisierbares "Zukunftsszenario" ausgewählt. Es zeigt deutlich, dass eine vollständig Stromversorgung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Jahr 2050 ohne Schwierigkeiten darstellbar ist.

Da die Forderung nach einer vollständig inländischen Stromerzeugung in einem weitgehend liberalisierten Strommarkt wenig realistisch ist, wird in den Szenarien 2.2.a (509 TWh/a) und 2.2.b (700 TWh/a) erlaubt, dass bis zu 15 Prozent der Elektrizitätsnachfrage durch Importe aus den beiden Nachbarländern Dänemark und Norwegen gedeckt werden. Die Beschränkung auf einen maximalen Importanteil gewährleistet eine hohe Versorgungssicherheit durch sehr geringe Importabhängigkeiten. Insgesamt ergibt sich so eine Konstellation, die gerade vor dem Hintergrund der hohen politischen Zuverlässigkeit der ausgewählten Kooperationsländer als extrem zuverlässig und sicher eingeschätzt werden kann.

In einer dritten Gruppe von Szenarien wird dann eine Vernetzung mit 36 europäischen und nordafrikanischen Ländern (vom Sachverständigenrat als EUNA abgekürzt) erlaubt (vgl. Abbildung A1). Zur Gewährleistung geringer Importabhängigkeit und hoher nationaler Versorgungssicherheit wird in diesen Szenarien der maximale Anteil der Stromimporte auf 15 Prozent beschränkt. Szenario 3.a geht dabei von einer jährlichen Nachfrage von 509 TWh in Deutschland aus, während Szenario 3.b eine Nachfrage von 700 TWh/a untersucht. Tabelle A1 gibt einen Überblick über die Spezifikationen der verschiedenen untersuchten Szenarien.

Abbildung A1: In die Analysen des Sachverständigenrates für Umweltfragen auf in seine Szenarien maximal einbezogene Länder in Europa und Nordafrika (EUNA Region)



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010, S. 10

Tabelle A1: Überblick über die vom SRU berechneten Szenarien

Szenarien- familie	Charakterisierung	Nachfrage in DE 2050: 500 TWh/a	Nachfrage in DE 2050: 700 TWh/a
	Vollständige	Szenario 1.a	Szenario 1.b
1	Selbstversorgung Deutschlands	DE-100 % SV-500	DE-100 % SV-700
2	Vollständige Selbstversorgung Deutschlands bezogen auf jährliche Produktion Austausch von max. 15 Prozent der Jahresarbeit mit DK/NO möglich	Szenario 2.1.a* DE-NO/DK- 100 % SV-500	Szenario 2.1.b DE-NO/DK- 100 % SV-700
	Maximal 15 Prozent Nettoimport aus DK/NO zulässig (und Austausch von max. 15 Prozent der Jahresarbeit)	Szenario 2.2.a DE-NO/DK-85 % SV- 500	Szenario 2.2.b DE-NO/DK-85 % SV- 700
3	Maximal 15 Prozent Nettoimport aus EUNA möglich (und Austausch von max. 15 Prozent der Jahresarbeit)	Szenario 3.a DE-EUNA-85 % SV- 500	Szenario 3.b DE-EUNA-85 % SV- 700

^{*} Das Szenario 2.1.a wird für dieses Gutachten als "Zukunftsszenario" ausgewählt und weiter verfolgt.

Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 2-2

Die Simulationsrechnungen für die Szenarien wurden vom Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart mit dem Modell REMix durchgeführt, dass auf der Basis einer detaillierten Analyse der regionalen Potentiale der verschiedenen regenerativen Energiequellen für jede Stunde des Jahres die Erzeugung der nachgefragten Elektrizität optimiert. Hierbei wurde die Jahreslastkurve eines historischen Ausgangsjahres auf die Nachfrage des Jahres 2050 skaliert.

8.2 Ergebnisse der Berechnungen des Sachverständigenrates für das Jahr 2050

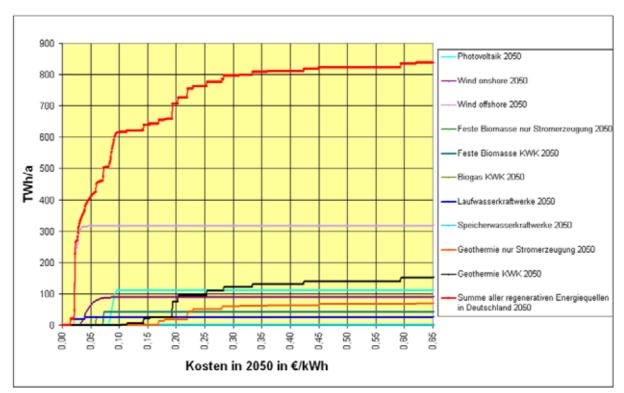
8.2.1 Potentiale der regenerativen Energiequellen in Deutschland und Europa

Die Analysen des DLR mit Hilfe des hoch aufgelösten geographischen Informationssystems, das die Basis des Modells REMix bildet, zeigen, dass sowohl in Deutschland nach Abzug aller konkurrierenden Verwendungen und Schutzinteressen als in der Region Europa-Nordafrika in ausreichendem Umfang regenerative Stromerzeugungspotentiale vorhanden sind, um den Bedarf der hohen Szenariovarianten (700 TWh/a in Deutschland) zu decken. Abbildung A2 zeigt das Potential regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland als Funktion der Erzeugungskosten.

Es liegt bei ca. 840 TWh/a, wenn von einer nur teilweisen Ausschöpfung des Potentials der Offshore Windenergienutzung (50 Prozent des möglichen Potentials in der deutschen Nordsee oder ca. 70 von ca. 140 GW installierbarer Leistung) ausgegangen wird. Würde dieses Potential genutzt, erhöhte sich das Gesamtpotential um weitere gut 300 TWh/a.

Die Bereitstellung von 500 TWh/a ist zu Grenzkosten (den Kosten der teuersten erzeugten Kilowattstunde) von cirka 0,065 €/kWh in Deutschland möglich. Bei einer Erhöhung der Nachfrage auf 700 TWh/a steigen die Grenzkosten auf knapp 0,2 €/kWh. Hierbei ist nicht berücksichtigt, in welcher Stunde des Jahres diese Elektrizität erzeugt wird und ob die Erzeugung zeitlich mit der Nachfrage übereinstimmt. Die genauen Berechnungen der Szenarien zeigen, dass zur Deckung der Gesamtnachfrage in erheblichem Maße Speicher zum Einsatz kommen müssen und ein nicht unerheblicher Ausbau der nationalen und internationalen Elektrizitätsnetze erforderlich ist. Die entsprechenden Kosten müssen den in Abbildung A2 gezeigten Erzeugungskosten hinzugerechnet werden.

Abbildung A2: Potential der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland in TWh/a



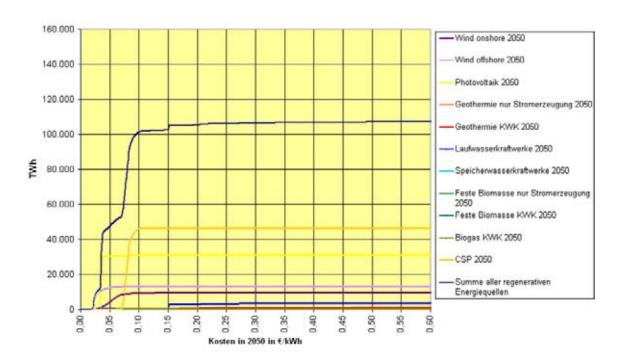
Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-2, S. 18

Erweitert man das betrachtete Gebiet auf die 36 vom DLR untersuchten Länder Europas und Nordafrikas, verbessert sich das Bild dramatisch (vgl. Abbildung A3). Einer möglichen Gesamtnachfrage der Region von ca. 5.000 TWh/a steht ein Erzeugungspotential von gut 100.000 TWh/a gegenüber. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um ein sehr großes Solarenergiepotential mit ca. 75.000 TWh/a und ein Windenergiepotential von ca. 25.000 TWh/a.

Eine vollständige Deckung der europäischen und nordafrikanischen Stromnachfrage aus regenerativen Energiequellen stellt aufgrund des sehr großen Erzeugungspotentials kein Problem dar. Die reinen Erzeugungskosten pro kWh liegen bei den angenommenen Kostendegressionen im Jahr 2050 bei weniger als 0,05 €/kWh. Allerdings liegen im Fall

einer gesamteuropäisch-nordafrikanischen Versorgung die Verbrauchszentren und die kostengünstigen großen Erzeugungspotentiale relativ weit auseinander, sodass ein erheblicher Ausbau der internationalen Elektrizitätsnetze notwendig sein wird, um den produzierten Strom über große Entfernungen in die europäischen Verbrauchszentren zu transportieren.

Abbildung A3: Potential der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Europa und Nordafrika in TWh/a



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-2, S. 22

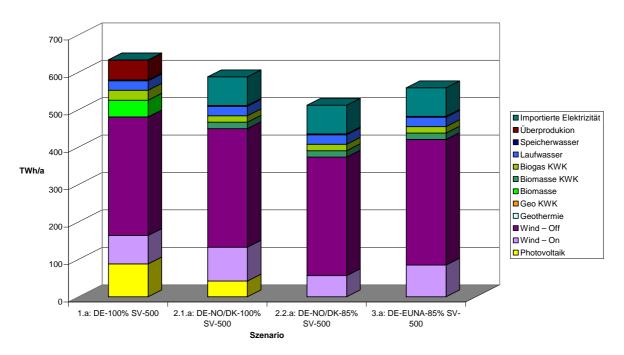
8.2.2 Ergebnisse der Szenariorechnungen des Sachverständigenrates

Auf der Basis der stundengenauen Simulationen der Erzeugung des Jahres 2050 kommt der Sachverständigenrat zu dem Ergebnis, dass in jedem der untersuchten Szenarien eine vollständige Deckung der Stromnachfrage in jeder Stunde des Jahres zu 100 Prozent aus regenerativen Energiequellen möglich ist. Auch wenn dies für alle untersuchten Szenarien gezeigt werden kann (vgl. SRU, 2010), beschränken sich die folgenden Ausführungen nur auf die nach Einschätzung des Sachverständigenrates deutlich realitätsnäheren Szenarien mit einer Nachfrage von 509 TWh/a.

In Abhängigkeit von den Randbedingungen der einzelnen Szenarien kommt es zu unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen, wie Abbildung A4 zeigt. Wird durch die Randbedingungen erzwungen, dass sich Deutschland in jeder Stunde des Jahres ohne Austausch mit den Nachbarländern allein versorgen muss, kommt es zur Installation sehr großer Erzeugungskapazitäten, 230 GW im Szenario 1.a für 509 TWh/a, für die Abdeckung einer Spitzenlast von maximal 81 GW (vgl. SRU, 2010, S. 28). Die Notwendigkeit des Baus dieser sehr großen Kapazitäten resultiert aus dem Umstand, dass Wind- und Solarenergie nur zu bestimmten Zeiten des Jahres zur Verfügung stehen und aufgrund der sehr begrenzten deutschen Speicherpotentiale (hier im wesentlichen 3,5 TWh Druckluftspeicher) nicht beliebig aus Zeiten hoher Produktion in Zeiten geringer Produktion verlagert werden können.

Die unzureichenden Speichermöglichkeiten in Deutschland führen im Szenario 1.a neben dem Bau extrem hoher Erzeugungsleistungen zu einem substantiellen Überangebot von ca. 50 TWh/a (vgl. SRU, 2010, S. 28). Es kann davon ausgegangen werden, dass diese theoretische Überproduktion durch das Abregeln von Windkraftanlagen vermieden werden könnte.

Abbildung A4: Struktur der regenerativen Elektrizitätsversorgung in Deutschland im Jahr 2050 entsprechend der Szenarien des Sachverständigenrates für Umweltfragen.

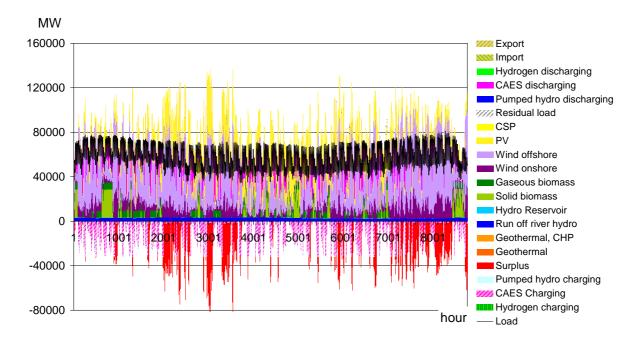


Quelle: Hohmeyer 2010 auf der Basis SRU 2010

Die Erzeugung wird in allen Szenarien vom Beitrag der Offshore Windenergie dominiert. In der Regel wird der mögliche Beitrag der Onshore Windenergie vollständig ausgeschöpft (Ausnahme Szenario 2.2.a). Die photovoltaische Stromerzeugung spielt immer dann eine Rolle, wenn die Stromerzeugung zu 100 Prozent in Deutschland erfolgen muss. Sobald ein Nettoimport von 15 Prozent der Elektrizitätsnachfrage erlaubt ist, wird die Photovoltaik für die Bereitstellung von 509 TWh/a nicht mehr eingesetzt (Szenario 2.2.a und 3.a). Das verfügbare Potential der Biomasse wird nur in den Fällen einer rein deutschen Versorgung (Szenario 1.a) vollständig ausgenutzt. In allen anderen Fällen kommt es zu ca. 50 Prozent zum Einsatz.

Wie Abbildung A5 zeigt, kommt es im Szenario 1.a (kein Austausch mit anderen Ländern) aufgrund mangelnder Speichermöglichkeiten in Deutschland zu einer erheblichen Überproduktion von Strom (rote Spitzen unterhalb der Nulllinie). Biomasse wird aufgrund fehlender anderer Speichermöglichkeiten zum großen Teil nicht in Wärme-Kraft-Kopplung sondern kurzfristig in der reinen Stromerzeugung eingesetzt. Auf diese Weise wird die natürliche Speicherfähigkeit von Biomasse genutzt, aber die Effizienz der Energienutzung des gesamten Erzeugungssystems erheblich verschlechtert.

Abbildung A5: Struktur der stündlichen Stromversorgung 2050 im Szenario 1.a (509 TWh/a) bei 100 Prozent Eigenversorgung ohne Möglichkeit der Speicherung im Ausland

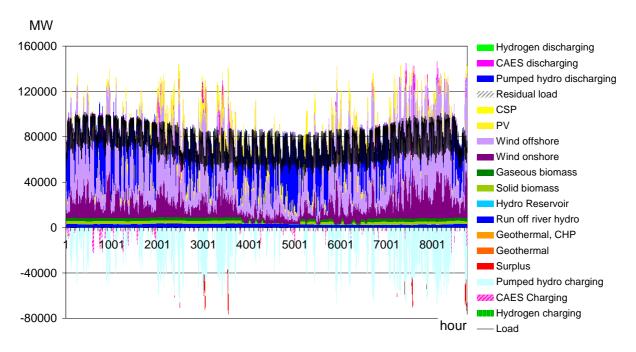


Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-6, S. 27

Sobald die Restriktion einer Versorgung ohne jeden Austausch mit dem Ausland aufgehoben wird, geht die Überproduktion auf weniger als 0,5 TWh/a zurück. Auch wenn die gesamte Stromerzeugung in Deutschland erfolgt, reicht die Nutzung der ausländischen Speichermöglichkeiten (norwegische Pumpspeicher) aus, um die inländischen Produktionskapazitäten im Fall einer Nachfrage von 509 TWh/a von 230 GW (Szenario 1.a) (SRU, 2010, S. 28) auf 162 GW (Szenario 2.1.a / 'Zukunftsszenario') (SRU, 2010, S. 31) zu senken. Wird darüber hinaus ein Import von 15 Prozent der nachgefragten Elektrizität erlaubt, kann die in Deutschland installierte Kapazität auf 107 GW (Szenario 2.2.a) (SRU, 2010, S. 36) gesenkt werden.

Wie die Abbildungen A6 (Szenario 2.1.a / "Zukunftsszenario) und 7 (Szenario 2.2.a) zeigen, wird die temporäre Überproduktion in Deutschland durch norwegische Pumpspeicher aufgenommen (hellblaue Spitzen unterhalb der Nulllinie) und eine zu geringe regenerative Stromproduktion in Deutschland besonders in Zeiten niedriger Windgeschwindigkeiten durch die Produktion aus norwegischen Pumpspeichern (dunkelblau gefüllte Flächen unter der schwarzen Linie des Lastgangs) ausgeglichen, sodass es möglich ist, mit relativ geringen installierten Produktionskapazitäten in jeder Stunde des Jahres die Elektrizitätsnachfrage zu befriedigen. Zusätzlich werden kurzfristig weitere Strommengen in Druckluftspeichern gespeichert. Detaillierte Untersuchungen der norwegischen Speicherkraftwerke, die ein Speichervolumen von 84 TWh aufweisen, zeigen, dass ein einfacher Umbau eines Teils der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten zur Pumpspeicherkraftwerken sowohl die erforderliche Pump- und Erzeugungsleistung als auch das notwendige Speichervolumen bereitstellen kann (vgl. SRU, 2010, S. 62 ff).

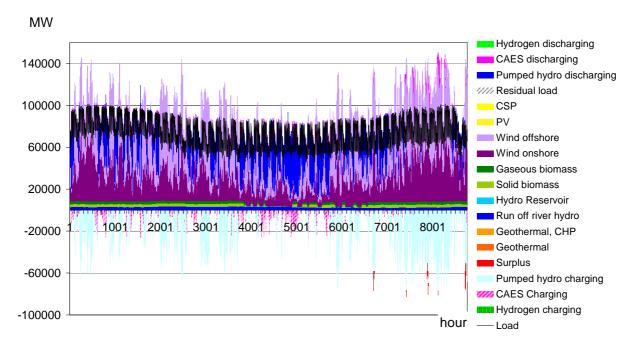
Abbildung A6: Struktur der stündlichen Stromversorgung 2050 im Szenario 2.1.a / "Zukunftsszenario" (509 TWh/a) bei 100 Prozent Eigenversorgung mit Möglichkeit der Speicherung in Norwegen



Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-8, S. 32

Die gelben Spitzen in Abbildung A6 zeigen im Szenario 2.1.a / "Zukunftsszenario' einen erheblichen Einsatz der Photovoltaik in Deutschland. Sobald ein Import von 15 Prozent der nachgefragten Elektrizität aus Dänemark oder Norwegen erlaubt ist (Szenario 2.2.a) wird die photovoltaische Stromproduktion bei einer Nachfrage von 509 TWh/a vollständig durch kostengünstigere Importe von Windstrom ersetzt, wie Abbildung A7 zeigt. Zusätzlich kommen die inländischen Druckluftspeicher stärker zum Einsatz, um kurzfristige Lastspitzen zu bedienen.

Abbildung A7: Struktur der stündlichen Stromversorgung 2050 im Szenario 2.2.a (509 TWh/a) bei 85 Prozent Eigenversorgung mit Möglichkeit der Speicherung in Norwegen

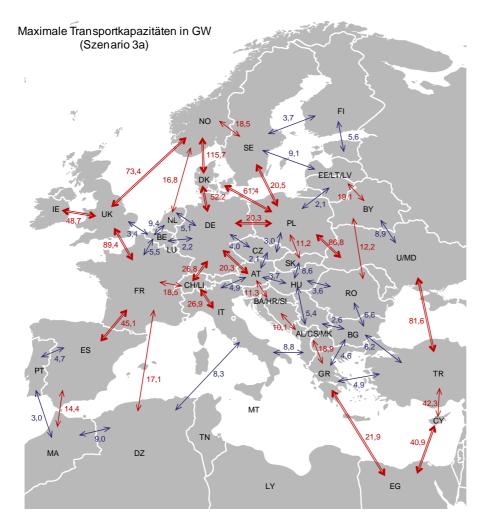


Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-11, S. 37

In einem Verbund mit den Nachbarländern Dänemark und Norwegen ist es erforderlich, besonders für die Nutzung der Speichermöglichkeiten Norwegens, in erheblichem Umfang Übertragungsleitungen zu bauen. Die Analysen des Sachverständigenrates zeigen für die Szenarien mit einer Nachfrage von 509 TWh/a einen Leitungsbedarf von knapp 42 GW (Szenario 2.1.a / "Zukunftsszenario") bis ca. 47 GW (Szenario 2.2.a) auf (vgl. SRU, 2010, S. 39)

Im Fall einer gesamteuropäisch-nordafrikanischen Vernetzung wird der vielfältige Zubau deutlich größerer Leitungskapazitäten notwendig, wie Abbildung A8 zeigt. Allerdings erfordert ein solches umfassend vernetztes System auch die für den Drei-Länder-Verbund notwendigen Leitungskapazitäten, sodass diese in Fall eines größeren internationalen Verbundes vollständig genutzt werden können.

Abbildung A8: Maximal erforderliche Übertragungskapazitäten im Fall einer gesamteuropäisch-afrikanischen Vernetzung (Szenario 3.a)

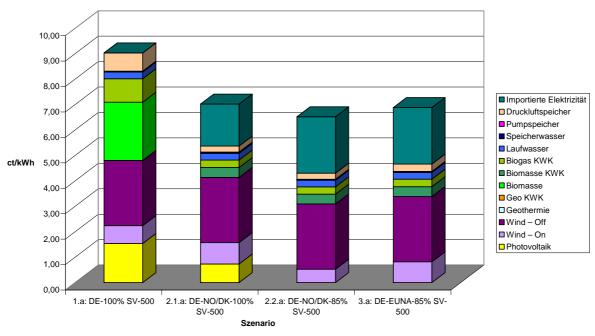


Quelle: SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-22, S. 70

Die Kosten einer vollständig regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 sind im wesentlichen davon abhängig, ob sich Deutschland international zumindest mit Norwegen zum Zweck der Zwischenspeicherung der erzeugten Elektrizität vernetzen kann, wie Abbildung A9 zeigt.

Im günstigen, aber wahrscheinlichen Fall einer internationalen Vernetzung liegen die Stromgestehungskosten einschließlich Speicherung und internationaler Übertragung bei einer Nachfrage von 509 TWh/a im Jahr 2050 zwischen 6,5 Cent/kWh (Szenario 2.2.a) und 6,9 Cent/kWh (Szenario 3.a), wenn ein Nettoimport von 15 Prozent gestattet wird. Wird ausschließlich regenerativer Strom aus deutscher Erzeugung mit Zwischenspeicherung in Norwegen eingesetzt, erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf 7 Cent/kWh (Szenario 2.1.a. / "Zukunftsszenario"). Eine vollständige Isolation Deutschlands von der Außenwelt führt zu erheblichen Kostensteigerungen. Im Fall einer Nachfrage von 509 TWh/a erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf 9 Cent/kWh.

Abbildung A9: Stromgestehungskosten im Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien des SRU



Quelle: Hohmeyer 2010 auf der Basis SRU 2010

Die Berechungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen zeigen eindeutig, dass eine vollständig auf regenerativen Energiequellen beruhende Stromversorgung für Deutschland, Europa und Nordafrika bis zum Jahr 2050 möglich ist. Die Stromgestehungskosten liegen vor allem bei den realistischeren Szenarien einer moderaten internationalen Vernetzung mit hoher nationaler Versorgungssicherheit in einer der zukünftigen konventionellen Stromversorgung vergleichbaren Größenordnung.

9 Literatur

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010):

Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Erstellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C3. Aktualisierung vom 7.4.2010.

http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2009):

Antwort zur Frage 23 der Fragestunde des Deutschen Bundestages am 22. April 2009.

Böge, Ulf (2010):

Wettbewerbliche Würdigung einer Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke. Kurzstudie im Auftrag von 8KU Berlin. Meckenheim

Bundesregierung (2002):

Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Langfassung. Berlin

http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/nachhaltigkeit/DE/Nationale-Nachhaltigkeitsstrategie.html (26.7.2010)

Bundesregierung (2010):

Dialog Nachhaltigkeit. Die nationale Nachhaltigkeitsstrategie. (Presse und Informationsamt der Bundesregierung).

http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/nachhaltigkeit/DE/Nationale-Nachhaltigkeitsstrategie/Nationale-Nachhaltigkeitsstrategie.html (26.7.2010)

CDU, CSU und FDP (2009):

Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin, http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitonsvertrag-cducsu-fdp.pdf (1.3.2010)

Crown Estate (2010):

The Crown Estate announces round 3 offshore wind development partners – A quarter of UK electricity demand could be met from the programme. Pressemitteilung vom 8.1.2010.

http://www.thecrownestate.co.uk/newscontent/92-r3-developers.htm (31.7.2010)

DEBRIV (Bundesverband Braunkohle) (2010a):

Braunkohle beteiligt sich aktiv am Umbau des Energiesystems. Information und Meinungen (2). Köln

DEBRIV (Bundesverband Braunkohle) (2010b):

Braunkohlekraftwerke werden flexibler. Information und Meinungen (2). Köln

DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2008):

Kurzanalyse Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020. Annahmen, Ergebnisse, Schlussfolgerungen. 12.3.2008, Berlin

DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2010b):

Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht an Schluchseewerk AG. Berlin

Deutscher Bundestag (2002)

Endbericht der Enquete-Kommission ,Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. 14. Wahlperiode. Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002. Berlin

Frankfurter Rundschau (2009):

Kernenergie kontra Windkraft. Frankfurter Rundschau vom 25.3.2009.

FTD (Financial Times Deutschland) (2010):

Atomare Altlasten sprengen Bundesetat. FTD Online vom 27.7.2010. http://www.ftd.de/politik/deutschland/sanierungskosten atom... (5.8.2010)

Grimm, Vanessa (2007):

Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Dissertationsschrift. Bochum: Selbstverlag des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft 16.

Hundt, Matthias, Rüdiger Barth, Ninghang Sun, Seffen Wissel und Alfred Voß (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technisch-ökonomische Aspekte. Studie des Instituts für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) im Auftrag der E.ON Energie AG. Stuttgart

IPCC (2007a):

Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of the Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva

IPCC (2007b):

Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds.)]. Cambridge

Langniß, Ole (2003):

Governance Structures for Promoting Renewable Energy Sources. Doktorarbeit an der Universität Stuttgart.

LichtBlick (2010):

SchwarmStrom – Intelligente Energie für die Energiewende. http://www.lichtblick.de/h/schwarmstrom_288.php (14.8.2010)

Krost, Gerhard und Jens Matics (2008):

Mikro-Blockheizkraftwerke zur Gebäudeversorgung. Flexibles auto-adaptives Betriebsmanagement. In: eBWK Bd. 60 (2008) Nr. 3., S. 1-7. www.technikwissen.de/libary/.../bwk/eBWK 03 2008 Krost.pdf (26.7.2010)

Markewitz, Peter, Andreas Nollen und Thomas Polkas (1998):

Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks. In: Brennstoff – Wärme – Kraft, Band 50, Heft 5-6, S. 38-42

Menges, R. (1999).

Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland. Energiestiftung Schleswig-Holstein, Studie 6, Kiel.

Nitsch, Joachim (2008):

Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009a):

Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Stellungnahme Nr. 13 vom April 2009. Berlin

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009b):

Weichestellung für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier vom Mai 2009. Berlin

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010):

100 Prozent erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme Nr. 15 vom Mai 2010. Berlin

Schluchseekraftwerk Aktiengesellschaft (2009):

Geschäftsbericht 2008. Laufenburg

Sterner, Michael, N. Gerhardt, C. Pape und Y.-M. Saint-Drenan (2010):

Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. Unveröffentlichtes Manuskript.

VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.) (2005):

Diskussionsvorschlag zur künftigen Förderung Erneuerbarer Energien: "Ausbauziele effizient erreichen".

Autor des Gutachtens

Prof. Dr. Olav Hohmeyer ist seit Juli 1998 Inhaber der Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft an der Universität Flensburg. Er ist verantwortlicher Studienleiter für den Studiengang "Energieund Umweltmanagement".

Hohmeyer ist Mitglied im Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesregierung.

Weiterhin ist er Mitglied im Weltklimarat der Vereinten Nationen (IPCC). Als Vice-Chair der Arbeitsgruppe III ("Verminderung des Klimawandels") war er an der Erstellung des Vierten Sachstandsberichts des IPCC beteiligt.

Auftraggeber



LichtBlick AG Zirkusweg 6 20359 Hamburg www.lichtblick.de