

# **100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar**

**(Vorläufige Fassung vom 5. Mai 2010)**

## **Stellungnahme**

## **Inhalt**

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>2</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>Vorwort</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Methodik</b> .....	<b>8</b>
2.1 Einführung .....	8
2.2 Das Modell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt .....	9
2.3 Szenarien .....	15
2.4 Stromnachfrage .....	16
2.5 Gestaltung des Übergangs .....	17
<b>3 Optionen der 100 %igen Vollversorgung</b> .....	<b>17</b>
3.1 Potenziale der erneuerbaren Energieträger für die Stromerzeugung .....	17
3.1.1 Potenziale in Deutschland .....	17
3.1.2 Potenziale in der Region Europa–Norafrika .....	22
3.2 Drei Szenariofamilien für eine regenerative Vollversorgung .....	25
3.2.1 Die theoretische Variante: eine rein deutsche regenerative elektrische Vollversorgung .....	25
3.2.2 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark .....	30
3.2.2.1 Nationale Vollversorgung mit ausgeglichener Export-, Importbilanz .....	30
3.2.2.2 Nationale Versorgung mit einem zulässigen Nettoimport von 15 % .....	35
3.2.3 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund Europa–Nordafrika .....	39
<b>4 Der Weg: Zeitliche Sequenz der technischen Entwicklung und der notwendigen Entscheidungen</b> .....	<b>44</b>
4.1 Zeitliche Dimension des Kapitalstocks .....	44
4.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bis 2050 .....	48
4.2.1 Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) .....	51
4.2.2 Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050) .....	55
4.3 Ausbau der Energieinfrastruktur mit Netzen und Speichern .....	58
4.3.1 Begründung des Bedarfs .....	58
4.3.2 Speicher .....	59
4.3.3 Netze .....	66
4.4 Zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken .....	71
4.4.1 Die bisherige Elektrizitätsversorgung .....	72
4.4.2 Große Anteile erneuerbarer Stromerzeugung im System .....	73
4.4.3 Anforderungen an das zukünftige Elektrizitätssystem .....	74
4.5 Kosten des Entwicklungspfads .....	76
<b>5 Zusammenfassung und Empfehlungen</b> .....	<b>82</b>
<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>86</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Die in das Modell REMix einbezogenen Länder.....	10
Abbildung 2-2	Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050.....	13
Abbildung 3-1	Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland in TWh/a als Funktion der Kosten pro kWh.....	18
Abbildung 3-2	Vergleich des stündlichen Erzeugungspotenzials regenerativer Energiequellen in Deutschland mit der jährlichen Lastkurve bei einer jährlichen Nachfrage von 500 TWh/a.....	19
Abbildung 3-3.a	Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen in Deutschland im Monat Januar in MW.....	20
Abbildung 3-3.b	Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen im Monat Juli in MW.....	21
Abbildung 3-4	Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in der Region Europa-Nordafrika als Funktion der Kosten pro kWh.....	22
Abbildung 3-5	Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen in der Region Europa-Nordafrika.....	24
Abbildung 3-6	Szenario 1.a: Selbstversorgung, 509 TWh/a.....	27
Abbildung 3-7	Szenario 1.b: Selbstversorgung, 700 TWh/a.....	29
Abbildung 3-8	Szenario 2.1.a: Verbund DE–DK–NO (nur Austausch), Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund.....	32
Abbildung 3-9	Szenario 2.1.a: Deutschland im Verbund DE–DK–NO (nur Austausch), 509 TWh/a, Erzeugung, Export und Import im Monat März.....	33
Abbildung 3-10	Szenario 2.1.b: Verbund DE–DK–NO (nur Austausch), Nachfrage DE 700 TWh/a, Gesamtverbund.....	34
Abbildung 3-11	Szenario 2.2.a: Verbund DE–DK–NO (Nettoimport), Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund.....	37
Abbildung 3-12	Szenario 2.2.b: Verbund DE–DK–NO (Nettoimport), Nachfrage DE 700 TWh/a, Gesamtverbund.....	38
Abbildung 3-13	Szenario 3.a: Verbund DE–EUNA (Nettoimport), Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund.....	42
Abbildung 3-14	Szenario 3.a: Verbund DE–EUNA (Nettoimport), Nachfrage DE 500 TWh/a, nur Deutschland.....	43
Abbildung 4-1.a	Entwicklung des 2009 vorhandenen konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme- und Erdgaskraftwerke) in Deutschland (Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke).....	45
Abbildung 4-1.b	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme- und Erdgaskraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung bei einer angenommenen Laufzeit von 35 Jahren für alle Kraftwerke.....	46
Abbildung 4-2	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme- und Erdgaskraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung (Laufzeit 35 Jahre für Kernkraft- und 45 Jahre für Kohle und Erdgaskraftwerke).....	46
Abbildung 4-3	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme- und Erdgaskraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und in Planung (Laufzeit 45 Jahre für Kohle und Erdgas).....	47
Abbildung 4-4	Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (509 TWh/a in 2050).....	49
Abbildung 4-5	Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (700 TWh/a in 2050).....	50
Abbildung 4-6	Angenommene Entwicklung der Jahresvolllaststundenäquivalente für die eingesetzten Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen.....	51
Abbildung 4-7	Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050).....	52

Abbildung 4-8	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im Übergangsszenario 2.1.a von 2005 bis 2050 in TWh/a.....	53
Abbildung 4-9	Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050.....	54
Abbildung 4-10	Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050.....	55
Abbildung 4-11	Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050).....	56
Abbildung 4-12	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050 in TWh/a.....	56
Abbildung 4-13	Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050.....	57
Abbildung 4-14	Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050.....	58
Abbildung 4-15	Integratives Renewable-Power-Methane-Konzept.....	61
Abbildung 4-16	Schematisierter Ausschnitt aus einem typischen norwegischen Speicherkraftwerkskomplex (Kraftwerke Ulla-Førre).....	63
Abbildung 4-17	Entwicklung der Überschussleistung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland (Szenario 2.1.a).....	65
Abbildung 4-18	Füllstand der norwegischen Speicherwasserkapazität mit Ein- und Ausspeicherung aus Szenario 2 für 2050.....	66
Abbildung 4-19	Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 600 km Entfernung).....	67
Abbildung 4-20	Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie (bis 8.000 km Entfernung).....	68
Abbildung 4-21	Maximale Übertragungsleistungen für die Region DE–DK–NO 2050.....	69
Abbildung 4-22	Maximale Übertragungsleistungen für die Region EUNA in 2050.....	70
Abbildung 4-23	Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage im derzeitigen Elektrizitätssystem.....	72
Abbildung 4-24	Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil von Windenergie.....	73
Abbildung 4-25	Residuallast des Übergangsszenarios 2.1.a im Jahr 2020.....	74
Abbildung 4-26	Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2007 und 2020.....	75
Abbildung 4-27	Annahmen zur Entwicklung der Stromgestehungskosten.....	77
Abbildung 4-28	Vergleich der drei Preispfade der Leitstudie des BMU für fossile Brennstoffe einschließlich der CO <sub>2</sub> -Emissionszuschläge.....	78
Abbildung 4-29	Entwicklung der Gesamtkosten für regenerative Stromerzeugung (Szenario 2.1.a).....	79
Abbildung 4-30	Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen erneuerbaren (Szenario 2.1.a) und konventionellen Stromgestehungskosten.....	80
Abbildung 4-31	Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten durch einen forcierten Ausbau der regenerativen Energiequellen in Deutschland (einschließlich Speicher, nationalem und internationalem Netzausbau).....	81

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Vom Modell REMix des DLR erfasste Flächen und Potenziale regenerativer Energiequellen in Deutschland, Europa und Nordafrika .....	12
Tabelle 2-2	Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung.....	16
Tabelle 3-1	Szenario 1.a und 1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten .....	28
Tabelle 3-2	Szenario 2.1.a und 2.1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten .....	31
Tabelle 3-3	Szenario 2.2.a und 2.2.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten .....	36
Tabelle 3-4	Notwendige Transportkapazitäten zwischen den Ländern des Versorgungsverbundes DE–DK–NO nach Szenarien in GW .....	39
Tabelle 3-5	Szenario 3.a: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten .....	40
Tabelle 4-1	Angenommene Jahresvolllaststunden für konventionelle Kraftwerke .....	48
Tabelle 4-2	Technische und wirtschaftliche Parameter zu Pumpspeichern .....	59
Tabelle 4-3	Technische und wirtschaftliche Parameter zu AA-CAES-Anlagen.....	60
Tabelle 4-4	Technische und wirtschaftliche Parameter zur Wasserstoffspeicherung .....	61
Tabelle 4-5	Angenommene Lernraten (Reduktion der Stromgestehungskosten um x % bei Verdopplung der Produktion) im Vergleich zur Literatur (NEIJ 2008) .....	77
Tabelle 4-6	Angenommene Preisentwicklung für fossile Brennstoffe und CO2-Emissionsrechte entsprechend dem Preisfad A (Deutlicher Preisanstieg) der Leitstudie.....	78

## Vorwort

Im Herbst 2008 hat der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) mit den Arbeiten an einem Sondergutachten zur Zukunft der Stromversorgung in Deutschland mit Blick auf das Jahr 2050 begonnen. Als zentrale Herausforderung erachtet er den Übergang zu einer nachhaltigen Stromerzeugung, die Treibhausgasemissionen weitestgehend vermeidet. In dem in Arbeit befindlichen Sondergutachten beleuchtet der SRU interdisziplinär die technisch-ökonomischen, rechtlichen und politischen Herausforderungen einer Transformation in Richtung einer klimaneutralen und nachhaltigen Stromversorgung. Das Sondergutachten soll im Herbst 2010 veröffentlicht werden.

Im Zusammenhang mit diesem Sondergutachten hat der SRU im Frühjahr 2009 das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt beauftragt, Optionen einer sicheren Stromversorgung zu untersuchen, die vollständig auf verschiedene regenerative Energieträger aufbaut. Dr. Wolfram Krewitt, der die Projektleitung übernommen hatte, ist im Oktober 2009 plötzlich und überraschend verstorben. Sein Tod ist ein großer und schmerzlicher Verlust. Frau Yvonne Scholz hat das Projekt mit außerordentlichem Engagement fortgeführt und vollendet. Die vom SRU entwickelten und auf der Basis des REMix-Modells berechneten technisch-ökonomischen Szenarien liegen mittlerweile vor (DLR, 2010). Ergänzend hat der SRU auch die folgenden – in der vorliegenden Stellungnahme berücksichtigten – Gutachten in Auftrag gegeben:

Dr. Gregor Czisch: Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100 % regenerativen Stromerzeugung mit Zeithorizont 2050, November 2009.

Prof. Dr. Heinrich Brakelmann/Prof. Dr. Istvan Erlich: Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100 % regenerativen Stromerzeugung mit Zeithorizont 2050: Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus, März 2010.

Fraunhofer Institut für Windenergie und Systemtechnik (Institutsteil Kassel): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung – Berechnungen und graphische Darstellung auf der Datenbasis eines SRU-Szenarios, verantwortlich: Dr. Michael Sterner, April 2010.

Der SRU hat sich aus aktuellem Anlass entschieden diese technisch-ökonomischen Szenarien vor der Fertigstellung des gesamten Sondergutachtens in Form einer Stellungnahme zu veröffentlichen.

In ihrer Koalitionsvereinbarung vom Oktober 2009 streben die Regierungsparteien CDU, CSU und FDP an, den „Weg ins regenerative Zeitalter“ gehen zu wollen. Zugleich bekennen sie sich zu einer „ideologiefreien, technologieoffenen und marktorientierten Energiepolitik“. Einen besonderen Stellenwert nimmt hierbei die Kernenergie als „Brückentechnologie“ ein, „bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann“. In einem Energiekonzept will die Bundesregierung im Laufe des Jahres 2010 szenarienbezogene Leitlinien für eine „saubere, sichere und bezahlbare Energieversorgung“ formulieren, die die oben genannten Ziele konkretisiert. Im Juni 2010 sollen Untersuchungen eines Konsortiums von Forschungsinstituten vorgelegt werden, auf deren Basis erste Vorentscheidungen zu erwarten sind. Es zeichnet sich dabei ab, dass im Zentrum der Szenarien unterschiedliche Laufzeitmodelle für Kernkraftwerke stehen und so der „Weg in das regenerative Zeitalter“ in den Hintergrund der Überlegungen zu geraten droht: Ein vollständig auf regenerative Energieträger basierendes Szenario fehlt nach den verfügbaren Informationen ebenso wie eines, das ernsthaft untersucht, wie die Klimaschutzziele der Bundesregierung für 2020 und 2050 auch ohne signifikante Laufzeitverlängerungen erreichbar sind.

Eine ideologiefreie und technologieoffene Energiepolitik sollte aber auch diese Optionen in die Überlegungen für ein Energiekonzept einbeziehen. Diese Lücke soll die vorliegende Stellungnahme schließen. Der SRU will damit noch nicht ein eigenes Energiekonzept vorlegen, sondern zunächst nur die Diskussion um eine ernstzunehmende Option für eine „saubere, sichere und bezahlbare Energieversorgung“ bereichern. Konzeptionelle Vorschläge zur politischen Instrumentierung und den rechtlichen Rahmenbedingungen sind von dem in Arbeit befindlichen Sondergutachten zu erwarten.

Diese Stellungnahme beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der Geschäftsstelle des SRU sowie bei den Ratsmitgliedern. An der Erarbeitung der wissenschaftlichen Inhalte und der Erstellung der Texte haben insbesondere Holger Höfling, Sönke Bohm und Anna Leipprand mitgewirkt.

Szenarien für eine fernere Zukunft sind notwendigerweise mit Unsicherheiten behaftet, da sie auf einer Reihe von Annahmen über schwer prognostizierbare Entwicklungen beruhen. Drei unabhängige Experten haben im Rahmen eines externen Reviews die Plausibilität der Annahmen und die Konsistenz der Methodik der vorliegenden Stellungnahme geprüft. Ihnen gilt unser herzlicher Dank für ihre konstruktiven und kritischen Anmerkungen. Die alleinige Verantwortung für die vorliegende Stellungnahme liegt beim Sachverständigenrat für Umweltfragen.

## 1 Einleitung

1. In den nächsten Jahren stehen in Deutschland wesentliche Entscheidungen über die zukünftige Struktur der Elektrizitätserzeugung an. Ein großer Teil der bestehenden Erzeugungskapazitäten muss im Verlauf der kommenden zwei Jahrzehnte ersetzt werden, da sich bis dahin viele Kraftwerke am Ende ihrer ökonomisch-technischen Betriebsdauer befinden werden. Die Investitionsentscheidungen der nächsten Jahre werden die Struktur, aber auch die Emissionen des Stromsektors für Jahrzehnte prägen (SRU 2009b). Hierdurch entsteht die Chance, vergleichsweise kostengünstig einen weitreichenden Strukturwandel in Gang zu setzen.

Die Klimawissenschaft geht davon aus, dass Industrieländer wie Deutschland ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % reduzieren müssen, wenn ein gefährlicher Klimawandel verhindert werden soll (IPCC 2007). Der Europäische Rat hat diesem Ziel im Oktober 2009 politische Rückendeckung verliehen (Rat der Europäischen Union 2009). In Deutschland stützen sich anspruchsvolle politische Klimaziele auf einen breiten und parteiübergreifenden gesellschaftlichen Rückhalt. Die Bundesregierung hat das nationale Ziel bestätigt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, und auch die Notwendigkeit einer weiteren Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80 % bis 2050 anerkannt (CDU et al. 2009).

Die Stromversorgung ist ein Schlüsselbereich der deutschen Energie- und Klimapolitik, da sie einerseits in ihrer aktuellen Form für etwa 40 % der gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich ist (UBA 2010), sich aber andererseits die Rahmenbedingungen und Handlungsmöglichkeiten zur Emissionsminderung im Strombereich vergleichsweise günstig darstellen. Deshalb wird es auch bei einem Minderungsziel für Treibhausgase von nur 80 % bis 2050 notwendig sein, die Stromversorgung vollständig zu dekarbonisieren.

Langfristig kann eine dauerhaft nachhaltige, klimafreundliche Stromversorgung nur auf der Basis erneuerbarer Energien sichergestellt werden. Andere CO<sub>2</sub>-arme Technologien, wie die Kernenergie oder die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS), müssen als langfristig nicht-nachhaltig bewertet werden. Gründe hierfür sind etwa die begrenzten Speicherkapazitäten für CO<sub>2</sub> und die Konflikte zwischen CCS und anderen Nutzungen unterirdischer Räume, die nach wie vor ungelöste Entsorgung der radioaktiven Abfälle, die Begrenztheit der weltweiten Uranvorkommen sowie weitere mit diesen Technologien verbundene Kosten und Risiken (z. B. SRU 2009a; 2000).

Das Ziel einer Energieversorgung, die überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basiert, wird in Deutschland von einer breiten Mehrheit geteilt und ist auch Ziel der Regierungskoalition (CDU et al. 2009). Es ist zugleich eine Chance für nachhaltige Innovation, die den Standort Deutschland auch in diesem Bereich zukunftsfähig machen kann. Heftig umstrittener Gegenstand aktueller

politischer Diskussionen ist jedoch die Frage, wie und in welchem Zeithorizont der Übergang in ein regeneratives Zeitalter gestaltet werden kann, und welche Rolle Kern- und Kohlekraftwerke (ggf. mit CCS) als „Brückentechnologien“ im Prozess des Übergangs spielen sollen.

Die Bundesregierung entwickelt zurzeit ein Energiekonzept, das die Grundlage für ihre zukünftige Energiepolitik sein wird. Damit die Weichen heute richtig gestellt werden können, ist eine solide Informationsgrundlage zur Einschätzung der Möglichkeiten und Herausforderungen eines Übergangs zu einer regenerativen Stromversorgung notwendig. Hierfür müssen aus Sicht des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) folgende Fragen beantwortet werden:

- Ist eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien im Strombereich für Deutschland technisch möglich? Könnte ein solches System die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau gewährleisten?
- Wie hoch müssen die Kosten einer regenerativen Vollversorgung und des Übergangs dorthin eingeschätzt werden?
- In welchem zeitlichen Rahmen ist der Umstieg realistisch umsetzbar und welche Schritte sind dafür notwendig? Was sollten die Prioritäten für die aktuelle Politik sein?
- Welche politischen Maßnahmen und Steuerungsinstrumente könnten eingesetzt werden, um die Transformation effektiv und effizient zu gestalten?

Der SRU erarbeitet derzeit ein Sondergutachten zur Zukunft der Stromversorgung in Deutschland mit Blick auf das Jahr 2050, das die Möglichkeit eines Übergangs zu einer vollständig regenerativen, nachhaltigen Stromversorgung unter technisch-ökonomischen Gesichtspunkten aufzeigen und Ansatzpunkte für die politische Instrumentierung diskutieren wird. Erste Ergebnisse des Gutachtens, die insbesondere für die ersten drei der oben genannten Fragen relevant sind, werden in der vorliegenden Stellungnahme vorab veröffentlicht, um sie für die Diskussionen um das Energiekonzept der Bundesregierung verfügbar zu machen.

Die vorliegende Stellungnahme möchte somit dazu beitragen, eine vollständig erneuerbare Stromversorgung bis 2050 als Option konkret vorstellbar zu machen. Diese These wird auch gestützt durch eine Reihe aktueller Studien, die belegen, dass ein Strukturwandel hin zu einer weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromerzeugung in Deutschland und Europa möglich ist (PwC et al. 2010; ECF et al. 2010; EREC 2010; UBA 2009; Öko-Institut und Prognos AG 2009; NITSCH und WENZEL 2009; FOE und SEI 2009). Die Arbeiten des SRU stützen sich auf verschiedene Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung, die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt im Auftrag des SRU gerechnet wurden (Kapitel 2).

Die folgenden Erläuterungen sollen dem besseren Verständnis des vorliegenden Textes dienen:

- *Randbedingung vollständig erneuerbare Stromversorgung.* Alle SRU-Szenarien gehen von der Prämisse einer vollständig regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 aus, realisieren diese aber unter verschiedenen Rahmenbedingungen bezüglich der Vernetzung mit dem Ausland und der zu deckenden Stromnachfrage. Dadurch soll illustriert werden, dass eine regenerative Vollversorgung in unterschiedlichen Varianten möglich ist. Andere mögliche energiepolitische Strategien, die auch im Jahr 2050 noch Anteile von Stromerzeugung aus fossiler oder Kernenergie zulassen, sind in den SRU-Szenarien nicht berücksichtigt. Zum Vergleich können hier aktuelle Studien (z. B. ECF et al. 2010) oder die Szenarien der Bundesregierung für das Energiekonzept herangezogen werden.
- *Pfadentscheidung.* Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird nach Einschätzung des SRU mittelfristig in Konflikt mit konventionellen Kraftwerken geraten (SRU 2009b) (s. a. Kap. 4.5). Eine deutliche Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken sowie der Neubau von Kohlekraftwerken über die derzeit im Bau befindlichen Projekte hinaus sind aus Sicht des SRU nicht mit dem hier vorgeschlagenen Ausbau der erneuerbaren Energien vereinbar.
- *Politische Umsetzung und Instrumentierung: Gegenstand des Sondergutachtens.* Die politische Umsetzung, also die Frage, welche ökonomischen Anreize gesetzt werden müssten und welche rechtlichen Steuerungsinstrumente notwendig wären, um die Transformation des Stromversorgungssystems umzusetzen, ist nicht Gegenstand dieser Stellungnahme. Diese Fragestellungen werden aber in dem oben angesprochenen Sondergutachten zur Zukunft der Stromversorgung ausführlich diskutiert werden, welches voraussichtlich im Herbst 2010 erscheinen wird.
- *Europäische und nationale Perspektive.* Deutsche Energiepolitik muss sich im europäischen Kontext und innerhalb der Rahmenbedingungen des sich entwickelnden Energiebinnenmarktes bewegen. Für die technisch-ökonomischen SRU-Szenarien wurde dennoch bewusst eine nationale Perspektive gewählt, mit restriktiven Randbedingungen in Bezug auf den grenzüberschreitenden Austausch von Strom. Diese Vorgaben wurden gewählt, um zu zeigen, dass der größte Teil des deutschen Strombedarfs mit den in Deutschland vorhandenen Potenzialen erneuerbarer Energien gedeckt werden könnte, die vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien also selbst unter der sehr restriktiven Annahme einer weitgehenden Selbstversorgung möglich wäre. Diese Randbedingungen sollten jedoch nicht als Aufforderung zur Abkehr von einer Europäischen Energiepolitik und den Zielen des Elektrizitätsbinnenmarktes missverstanden werden. Der SRU befürwortet grundsätzlich ein gesamteuropäisches Konzept für den Ausbau

der erneuerbaren Energien. Tatsächlich könnte sich die stärkere technische Vernetzung der europäischen Stromverbundsysteme auf die erneuerbaren Energien jedoch unterschiedlich auswirken: sie kann nicht nur zur Versorgungssicherheit und günstigeren Herstellung erneuerbar produzierten Stroms beitragen, sondern auch zur Stabilisierung hoher Anteile von Strom aus Kern- und Kohlekraftwerken führen. Welche Optionen bestehen, diese Ambivalenz zugunsten des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Europäischen Union (EU) aufzulösen, wird ausführlich auch unter rechtlichen Gesichtspunkten im Sondergutachten diskutiert.

- *Sektorale Abgrenzung: Schwerpunkt Stromversorgung.* Die aktuellen Arbeiten des SRU konzentrieren sich auf den Bereich der Stromversorgung, weil hier der aktuell größte Entscheidungsbedarf besteht und langfristig die weitere Elektrifizierung anderer Sektoren (Wärmebereitstellung und Mobilität) möglicherweise zum Klimaschutz beitragen kann. Der SRU hat deshalb bewusst Szenarien mit hohem Strombedarf einbezogen, um der Möglichkeit einer umfangreichen Elektrifizierung anderer Sektoren Rechnung zu tragen.
- *Regionale Stromverbünde: Beispiele aus einer Vielzahl möglicher Lösungen.* Die in Kapitel 3 vorgestellten Szenarien zeigen beispielhaft, wie Deutschland im Verbund mit Nachbarländern seinen Strombedarf vollständig auf der Basis erneuerbarer Energien decken könnte. Dabei werden ein relativ kleiner regionaler Verbund (Deutschland, Dänemark und Norwegen) sowie ein großer europäisch-nordafrikanischer Verbund dargestellt. Diese beiden Szenariofamilien (Details s. Kap. 2) stehen dabei beispielhaft für eine Reihe anderer möglicher Lösungen. Die kleine Verbundlösung mit Norwegen und Dänemark wurde gewählt, weil die großen norwegischen Wasserkraft- und Pumpspeicherpotenziale gute Möglichkeiten für den Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien bieten. Aktuelle Entwicklungen zeigen, dass eine engere Energiekooperation mit Norwegen bereits absehbar ist: ein schweizerisch-norwegisches Konsortium plant derzeit den Bau eines neuen Kabels von Norwegens Küste in die Wesermarsch („NorGer“-Projekt); die Nordsee-Anrainer wollen mit der Nordsee-Offshore-Initiative (Seatec) die Offshore-Windkraftanlagen besser vernetzen und die Voraussetzungen für die Integration erneuerbaren Stroms in die Netze verbessern. Potenziale für Pumpspeicherung existieren aber beispielsweise auch in Schweden oder in den Alpenländern. Andere Ausprägungen eines regionalen Stromverbundes bzw. die Einbeziehung zusätzlicher Länder sind deshalb selbstverständlich ebenfalls denkbar. Welche Entwicklung tatsächlich eintreten wird, hängt nicht nur von technischen, sondern auch von politischen Gesichtspunkten ab. Regionale Stromverbünde müssen selbstverständlich europarechtskonform ausgestaltet werden.

Die Methodik der SRU-Szenarien einschließlich wichtiger Annahmen zu den Potenzialen erneuerbarer Energien

und ihren Kosten werden in Kapitel 2 vorgestellt. Dort werden ebenso der Aufbau der Szenarien sowie die Grundzüge des verwendeten Modells erläutert. Kapitel 3 präsentiert verschiedene Möglichkeiten einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 und stellt die Ergebnisse der Berechnungen in Form von Grafiken und Tabellen vor. Kapitel 4 zeigt, wie der zeitliche Verlauf der Transformation des Stromversorgungssystems bis 2050 aussehen könnte, und gibt eine Einschätzung zur Entwicklung der Kosten erneuerbarer Stromerzeugung in diesem Zeitraum. Kapitel 5 fasst die Ergebnisse zusammen und formuliert Schlussfolgerungen und Empfehlungen.

## 2 Methodik

### 2.1 Einführung

2. Die folgenden Kapitel präsentieren verschiedene Szenarien, die deutlich machen, wie eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland aussehen und wie der Weg dorthin schrittweise gestaltet werden könnte.

In der energiepolitischen Diskussion werden unterschiedliche Formen von Szenarien entwickelt und genutzt, die entsprechend ihrem jeweiligen Erkenntnisinteresse ausgestaltet sind. Ein Szenario ist die Beschreibung einer möglichen Zukunft, die durch unterschiedliche Annahmen und Rahmenbedingungen charakterisiert ist. Studien nutzen häufig explizit den Vergleich mehrerer Szenarien, um relevante Einflüsse zu identifizieren oder Gestaltungsspielräume deutlich zu machen. Szenarien unterscheiden sich somit grundsätzlich von Prognosen, deren Ziel es ist, zukünftige Entwicklungen möglichst genau vorherzusagen.

Beim Vergleich verschiedener Szenariostudien sollte berücksichtigt werden, dass aufgrund der Unterschiede in Erkenntnisinteresse und Methodik die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stark variieren können. Szenarien können politische Wert- und Zielentscheidungen nicht ersetzen, sie können lediglich die Voraussetzungen für bestimmte Entwicklungen identifizieren bzw. die Folgen bestimmter Einflüsse transparenter machen.

#### Szenarien: Begriffe und Methoden

Im Folgenden wird der Potenzialbegriff für die maximal generierbare Energiemenge der verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb einer Region und während eines vorgegebenen Zeitraumes (hier: ein Jahr) verwendet. Für seine Abschätzung werden natürliche, technische und wirtschaftliche Parameter berücksichtigt, beispielsweise die Art der Flächennutzung, Wetterdaten und Kostengrößen. Es wird unterschieden zwischen verschiedenen Arten an Potenzialen. Das physikalische Potenzial ist eine theoretische Größe, die das gesamte natürliche Energieangebot umfasst und über die Zeit nahezu konstant bleibt. Der davon technisch nutzbare Teil wird als technisches Potenzial bezeichnet. Durch Technologieverbesserungen (Effizienzsteigerungen) lässt sich das technische Potenzial einer Technologie steigern. Unter Berücksichtigung der für die Erschließung eines technischen Potenzials anfallenden Kosten spricht man vom wirtschaftlichen (ökonomischen) Potenzial. Das ökonomische Potenzial stellt eine Momentaufnahme dar. Es verändert sich mit den ökonomischen Randbedingungen (z. B. Ölpreis) im Zeitverlauf zum Teil erheblich.

Szenariostudien nutzen häufig Computermodelle, die die wesentlichen Strukturen und Wechselwirkungen der komplexen realen Welt mathematisch abzubilden versuchen. Mithilfe computergestützter numerischer Verfahren können solche Modelle ausgewertet und die Ergebnisse visualisiert werden. Diejenigen Größen, die sich im Verlauf einer Modellrechnung (Computersimulation) durch äußere Einflüsse verändern, werden als Variablen bezeichnet. Feste Parameter oder Konstanten charakterisieren bestimmte Beziehungen und verändern sich im Lauf der Computersimulation nicht. Indem mehrere Modelldurchläufe gerechnet werden, für die jeweils unterschiedliche Ausgangsbedingungen oder Parameterwerte vorgegeben werden, können auf der Grundlage eines Computermodells verschiedene Szenarien berechnet werden.

Es werden verschiedene Ansätze zur Ableitung von Szenarien unterschieden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) verwendet in der vorliegenden Stellungnahme sogenannte Zielszenarien. Ein Zielszenario geht von einem vorgegebenen Ziel aus, in diesem Fall von dem einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen dann, wie und zu welchen Bedingungen dieses Ziel erreicht werden kann.

Im Gegensatz dazu können Szenarien auch dazu verwendet werden, die Auswirkungen unterschiedlicher Rahmenbedingungen (z. B. energiepolitischer Maßnahmen) auf die Entwicklung bestimmter Variablen im Vergleich zu einem Referenzfall zu untersuchen (explorative Szenarien). Explorative Szenarien für den Strombereich könnten somit zum Beispiel im Rahmen einer Politikanalyse die Frage stellen: Wohin entwickelt sich das System, wenn bestimmte Ereignisse eintreten oder sich bestimmte Rahmenbedingungen ändern? Je stärker solche Szenarien von den aktuellen Strukturen und vergangenen Entwicklungspfaden ausgehen und diese in die Zukunft extrapolieren, desto eher neigen sie dazu, Veränderungspotenziale zu unterschätzen. Im Gegensatz dazu steht hinter den Zielszenarien des SRU die Frage: Kann das System einen bestimmten Zielzustand erreichen, und wenn ja, wie? Welche Rahmenbedingungen müssen sich ändern, damit das Ziel erreicht wird?

Die im Folgenden vorgestellten Szenarien stellen jeweils einen möglichen zukünftigen Zustand des Elektrizitätsversorgungssystems auf der Basis einer vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2050 dar (Kap. 3). Sie zeigen auf diese Weise,

- dass eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland allein oder im Verbund mit europäischen Nachbarländern und nordafrikanischen Staaten auf der Basis der nutzbaren Potenziale möglich ist und dass dieses System zu jeder Stunde des Jahres volle Versorgungssicherheit gewährleisten kann;
- welche Komponenten ein solches System in welcher Zusammensetzung enthalten würde, wenn die Kosten im Zieljahr optimiert werden (und aus heutiger Sicht plausible Kostenentwicklungen eintreten),
- in welcher Größenordnung die Kosten eines solchen Systems wahrscheinlich liegen würden und
- wie die Zusammensetzung der Komponenten und die Kosten des Systems abhängig von der Ausgestaltung wichtiger Rahmenbedingungen variieren würden.

Abgeleitet wird daraus in einem zweiten Schritt, wie die vorhandenen Stromerzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten sich über die Zeit entwickeln müssten, um den beschriebenen Zielzustand im Jahr 2050 zu erreichen. Es wird ausgehend vom bestehenden Kraftwerkpark exemplarisch dargestellt, wie die konventionellen Erzeugungskapazitäten schrittweise durch erneuerbare Energien ersetzt werden könnten (Kap. 4). Hierbei wird bewusst auf eine Optimierung des Erzeugungsmixes für jedes einzelne Jahr verzichtet, da die genaue Entwicklung der Kosten regenerativer und konventioneller Elektrizitätserzeugungsoptionen im Zeitverlauf großen Unsicherheiten unterliegt und Optimierungsergebnisse bereits durch geringe Veränderungen der relativen Kosten zu stark veränderten Ergebnissen führen können.

Die Szenarien der vorliegenden Stellungnahme sind somit, wie Szenarien im Allgemeinen, nicht im Sinne einer Prognose von Entwicklungen zu lesen, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintreten werden. Die vollständige Umstellung der Elektrizitätsversorgung auf erneuerbare Energiequellen ist im Gegenteil als eine mögliche (und aus Sicht des SRU erstrebenswerte) Entwicklung zu sehen, zu deren Verwirklichung es politischer Gestaltung, gezielter Maßnahmen, sorgfältiger Planung und erheblicher Anstrengungen bedarf.

Die Szenarien zeigen, dass diese Umstellung möglich ist, und geben bestimmte Anhaltspunkte dafür, wie ein sol-

ches System unter den heute als plausibel erscheinenden Annahmen bezüglich der Technologie- und Kostenentwicklung aussehen könnte.

## 2.2 Das Modell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt

3. Verschiedene Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung wurden vom Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart (DLR) mit dem Energiemodell REMix für den SRU berechnet. Das DLR verfügt über langjährige Erfahrung in der Forschung zur Technik- und Kostenentwicklung regenerativer Energiequellen und ist auf dieser Basis regelmäßig an Studien über zukünftige Energieversorgungsstrukturen in Deutschland beteiligt gewesen (u. a. NITSCH 2008; NITSCH und WENZEL 2009). Auch wenn das Modell REMix wohl als das zurzeit beste deutsche Modell zur Berechnung optimierter Elektrizitätsversorgungsszenarien auf Stundenbasis für Deutschland und Europa angesehen werden kann, so muss doch betont werden, dass die vorgelegten Ergebnisse von einer Vielzahl von Annahmen abhängen. Nach Einschätzung des SRU sind alle getroffenen Annahmen plausibel und stellen eine angemessene Abbildung des besten verfügbaren Wissens dar, auch wenn zum Beispiel bei der Einschätzung zukünftiger Preis- und Kostenentwicklungen für konventionelle Energieträger und Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen über einen Zeitraum von vierzig Jahren nicht unerhebliche Unsicherheiten bestehen.

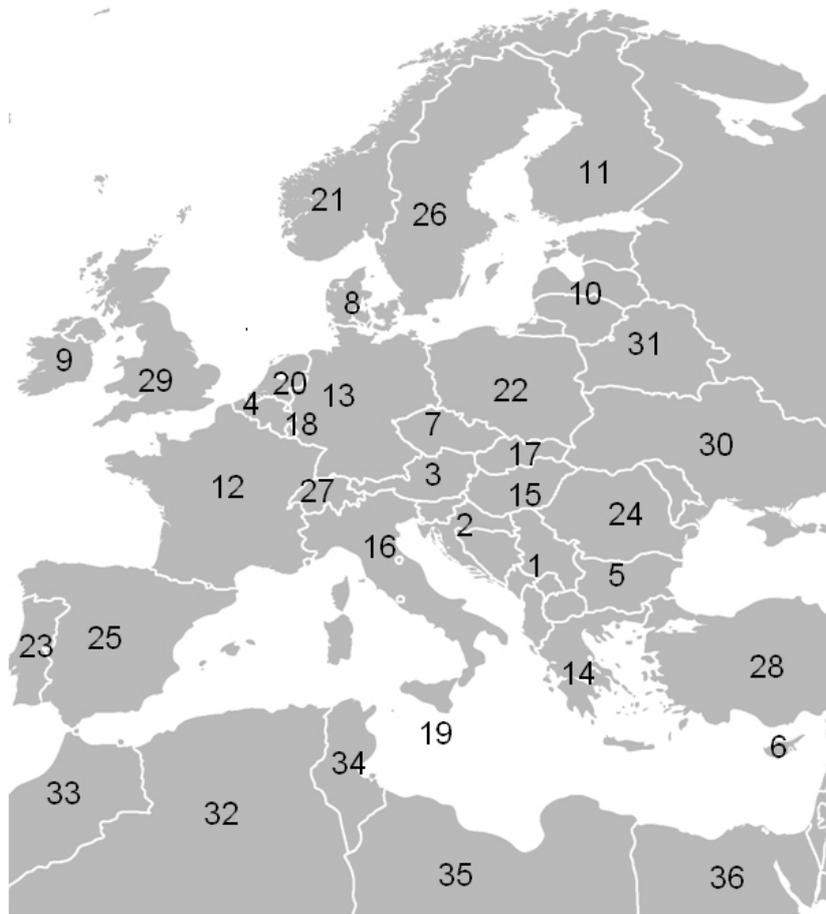
Im Folgenden wird das Modell in seinen Grundzügen vorgestellt. Weitere Details zum Modell REMix und den getroffenen Annahmen werden in einem gesonderten Materialband (DLR 2010) veröffentlicht.

Das REMix-Modell analysiert in einem ersten Schritt die Potenziale erneuerbarer Energieträger und berechnet anschließend auf dieser Grundlage einen für die vorgegebenen Rahmenbedingungen optimierten (kostenminimalen) Mix von Energieträgern.

Die *Potenzialanalyse* beruht auf einer detaillierten Datenbasis in Form eines geographischen Informationssystems (GIS), das die Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energieträger in Deutschland, Europa und Nordafrika in einer hohen Auflösung (Rasterzellen von 10 km x 10 km) erfasst (Abb. 2-1).

Abbildung 2-1

**Die in das Modell REMix einbezogenen Länder**



Nr.	Land (Region)	Abkürzung	area coverage	Nr.	Land (Region)	Abkürzung	area coverage
1	Albanien	AL_CS_MK	1	17	Slovakei	SK	1
1	Serbien			18	Luxemburg	LU	1
1	Makedonien			19	Malta	MT	1
2	Bosnien	BA_HR_SI	1	20	Niederlande	NL	1
2	Kroatien			21	Norwegen	NO	1
2	Slovenien			22	Polen	PL	1
3	Österreich	AT	1	23	Portugal	PT	1
4	Belgien	BE	1	24	Rumänien	RO	1
5	Bulgarien	BG	1	25	Spanien	ES	1
6	Zypern	CY	1	26	Schweden	SE	1
7	Tschechische Republik	CZ	1	27	Schweiz	CH_LI	1
8	Dänemark	DK	1	27	Liechtenstein		
9	Irland	IE		28	Türkei <sup>1</sup>	TR	0,80
10	Estland	EE_LT_LV	1	29	Großbritannien	UK	1
10	Litauen			30	Ukraine	U_MD	1
10	Lettland			30	Moldawien		
11	Finnland	FI	1	31	Weißrussland	BY	1
12	Frankreich	FR	1	32	Algerien <sup>1</sup>	DZ	0,31
13	Deutschland	DE	1	33	Marokko <sup>1</sup>	MA	0,73
14	Griechenland	GR	1	34	Tunesien <sup>1</sup>	TN	0,99
15	Ungarn	HU	1	35	Libyen <sup>1</sup>	LY	0,18
16	Italien	IT	1	36	Ägypten <sup>1</sup>	EG	0,13

<sup>1</sup> Dieses Land/diese Region liegt teilweise außerhalb des Untersuchungsgebietes; „area coverage“ gibt den Anteil der Landfläche der Region an, der im Untersuchungsgebiet liegt.

Für Deutschland berücksichtigt das Modell zehn verschiedene Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung:

- Photovoltaische Solarenergienutzung (PV)
- Windenergienutzung an Land (onshore)
- Windenergienutzung im Bereich der deutschen Nord- und Ostsee (offshore)
- gasförmige Biomasse (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK))
- feste Biomasse (mit und ohne KWK)
- geothermische Stromerzeugung (mit und ohne KWK)
- Laufwasserkraftwerke
- Speicherwasserkraftwerke
- Pumpspeicherkraftwerke
- Druckluftspeicher

Des Weiteren berücksichtigt das Modell das Potenzial der solarthermischen Stromerzeugung (Concentrated Solar Power, CSP), das jedoch nur in Ländern mit deutlich höherem solaren Strahlungsangebot, beispielsweise in Nordafrika, vorhanden ist und deshalb nur bei den Berechnungen für Szenarien mit Einbeziehung südeuropäischer und nordafrikanischer Länder einbezogen wird.

Für fluktuierende Energiequellen wie Wind- und Solar-energie liegen die Potenzialdaten im Modell in stündlicher Auflösung vor (DLR 2010).

Grundlage der Potenzialanalyse sind Landbedeckungstypen für die jeweiligen Flächen, die als Karte im GIS vorliegen. Es werden bestimmte Annahmen darüber getroffen, welche Flächen sich für die Nutzung einer Technologie eignen und welcher Anteil dieser Fläche für diese Nutzung unter Berücksichtigung wesentlicher Einschränkungen bei der Flächennutzung – zum Beispiel durch Siedlungsflächen, ökologische Belange oder konkurrierende Landnutzungen – zur Verfügung steht.

Tabelle 2-1 fasst die zugrunde liegenden Daten und Annahmen sowie die jeweils von einer energetischen Nutzung ausgenommenen Flächen für die verschiedenen Energieträger zusammen. Das Vorliegen bestimmter ökologischer oder technischer Randbedingungen schließt Flächen für die Nutzung durch eine bestimmte Energietechnologie aus. So sind beispielsweise Naturschutzgebiete grundsätzlich von der Nutzung ausgenommen, und die Sonnenenergie (PV und CSP) kann nur auf Flächen mit geringer Steigung genutzt werden. Auf anderen Flächen gibt es konkurrierende Nutzungsarten, die räumlich nicht eindeutig abgegrenzt werden können. Für jede Technologie wird deshalb für jede Fläche, auf der sie prinzipiell nutzbar ist, ein maximaler Flächennutzungsgrad festgelegt. Diese Festlegung orientiert sich an den Nachhaltigkeitskriterien aus BMU (2004) und QUASCHNING (2000) und resultiert in der Regel in ei-

ner konservativen Potenzialabschätzung. Die Flächennutzungsgrade wurden so festgelegt, dass die Potenziale auch im Fall einer Flächenkonkurrenz kumuliert (also nicht von verschiedenen Nutzungen doppelt belegt) werden können (Tab. 2-1). Die Brachflächen der Wüste zum Beispiel können sowohl für CSP, Windenergieanlagen oder Photovoltaikanlagen genutzt werden. Jeder dieser Technologien wird vom Modell 33 % der verfügbaren Fläche als maximal nutzbare Fläche zugeordnet.

Die Nutzungsgrade legen das maximale Potenzial für die jeweiligen Flächen fest. Wie viel davon in den jeweiligen Szenarien ausgeschöpft wird, ergibt sich erst aus der Modellberechnung.

Auf der Grundlage von Annahmen zu den *Kosten* der verschiedenen Technologien wird mithilfe des Modells berechnet, welche Anteile diese Technologien am Erzeugungsmix haben würden und welche Übertragungs- und Speicherkapazitäten installiert werden müssten. Die Stromgestehungskosten für die verschiedenen Technologien werden aus der installierbaren Leistung und dem Stromerzeugungspotenzial in Verbindung mit spezifischen Investitionskosten, fixen und variablen Betriebskosten und der Lebensdauer der Referenzkraftwerke berechnet. Um die zukünftige Entwicklung der Kosten abzuschätzen, werden heutige Kosten mithilfe von Lernkurven in die Zukunft projiziert. Die Annahmen des DLR zum zeitlichen Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten wurden auf der Basis von NITSCH et al. (2004) und KREWITT et al. (2005) entwickelt und seither unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse laufend aktualisiert. Sie sind vergleichbar mit Kostenannahmen der Leitstudie 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (NITSCH und WENZEL 2009). Die Berechnungen basieren auf einem angenommenen Zinssatz von 6 %. Die unterstellten Kostenentwicklungen sind für die verschiedenen Technologien in Abbildung 2-2 wiedergegeben. Sie beruhen auf sogenannten Lernraten, die besagen, dass bei einer Verdopplung der Produktion einer bestimmten Technologie (z. B. Zahl der produzierten Windenergieanlagen pro Jahr) mit einer Kostenreduktion um x % zu rechnen ist. Entsprechende Kostenverläufe lassen sich für viele Technologien beobachten. Sie basieren im Wesentlichen auf Verbesserungen der Technologie selbst (z. B. erhöhter Wirkungsgrad einer Anlage, verringerter Materialeinsatz) und auf Kostensenkungen durch erhöhte Produktionszahlen (Skaleneffekte). Die Existenz entsprechender Effekte ist wissenschaftlich unstrittig, allerdings gehen die Expertenmeinungen in Bezug auf zukünftige Kostensenkungspotenziale („Wie groß ist x?“) häufig auseinander. Bei Berechnungen, die vierzig Jahre in die Zukunft reichen, sind die vom DLR angenommenen Kostensenkungsmöglichkeiten mit nicht unerheblichen Unsicherheiten belastet. In der Regel sind technisch basierte Kostensenkungspotenziale aber mit geringeren Unsicherheiten abzuschätzen als die Preisentwicklung für Öl, Kohle oder Erdgas über einen ähnlich langen Zeitraum.

Tabelle 2-1

**Vom Modell REMix des DLR erfasste Flächen und Potenziale regenerativer Energiequellen  
in Deutschland, Europa und Nordafrika**

	Ressourcendaten	Ausschlussflächen	Grundfläche Verteilparameter	Nutzungsgrad der Grundfläche	Anmerkungen
<b>Solarenergie: PV in Siedlungsgebieten</b>	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt-Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>		Siedlungsgebiete <sup>3,4</sup>	Dächer: 0,775 %, Fassaden: 0,48 %, andere: 1,17 % <sup>1</sup>	Ausrichtungs-verteilung in Anlehnung an <sup>1</sup>
<b>Solarenergie: PV auf Freiflächen</b>	Global-Horizontal- Einstrahlung, Direkt- Normal-Einstrahlung <sup>2</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 2,1 %	Landwirtschaftliche Fläche <sup>3,4</sup> Grünland <sup>3,4</sup> Brach- und spärlich bewachsene Flächen <sup>3,4</sup>	0,03 % <sup>1</sup> 0,03 % <sup>1</sup> 33 % (NA)/ 0,03 % (EU)	Ausrichtung nach Süden, keine Nachführung
<b>Solarenergie: CSP</b>	Direkt-Normal- Einstrahlung <sup>2</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 2,1 %	Brach- und spärlich bewachsene Flächen <sup>3,4</sup>	33 %	Ausrichtung in Nord- Süd-Richtung, Nachführung in Ost- West-Richtung, DNI > 1.800 kWh/(m <sup>2</sup> *a)
<b>Wind onshore</b>	Windgeschwindigkeit in 116 m Höhe <sup>6</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Brach- und spärlich bewachsene Flächen <sup>3,4</sup>	33 %	
			Grünland <sup>3,4</sup>	3 %	
			Strauchland <sup>3,4</sup>	3 %	
			Mosaik (Gras, Sträucher, Bäume) <sup>3,4</sup>	3 %	
			Landwirtschaftliche Fläche <sup>3,4</sup>	3 %	
			Wald <sup>3,4</sup>	0 %	
<b>Wind offshore</b>	Windgeschwindigkeit in 116 m Höhe <sup>6</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Ges. ausschließl. Wirtschaftszone, 5 km Abstand von der Küste, Tiefe < 300 m	16 %	
<b>Geothermie nur Stromerzeugung</b>	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7,8</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Alle Flächen	100 %, ab- züglich Geo.- KWK- Potenzial	
<b>Geothermie KWK</b>	Temperaturen in 2, 3, 4, 5 km Tiefe <sup>7,8</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup>	Wärmebedarfsdichte > 0 4 GWh/km <sup>2</sup>	Durch abs. Wärmebedarf begrenzt	Wärmebedarfskarte Europa, eigene Ent- wicklung
<b>Laufwasser- kraftwerke</b>	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeu- gungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leistung <sup>9</sup> , Theoretisches Wasserkraftpotenzial <sup>11</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
<b>Speicherwasser- kraftwerke</b>	Installierte Leistung <sup>9</sup> , jährliches Stromerzeu- gungspotenzial, Voll- laststunden <sup>10</sup>		Installierte Leistung <sup>9</sup>	100 %	Top-Down-Ansatz
<b>Biomasse</b>	Nationale Biomasse- potenziale <sup>12, 13, 14</sup>	Schutzgebiete <sup>5</sup> , Steigung > 60 %	Wald, landwirtschaft- liche Fläche, Grünland, Siedlungsgebiete <sup>3,4</sup> , Bevölkerungsdichte <sup>15</sup>		Top-Down-Ansatz

1 Quaschnig, V., Systemtechnik einer umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. 2000, Düsseldorf: VDI Verlag GmbH. 0-188.

2 DLR, Direct Normal Irradiance and Global Horizontal Irradiance. 2007, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.

3 EEA, Corine Land Cover 2000, E.E. Agency, Editor. 2005.

4 JRC, Global Land Cover 2000. 2003, European Commission, Joint Research Center.

5 WDPA, World Database on Protected Areas, <http://www.wdpa.org/> 2006.

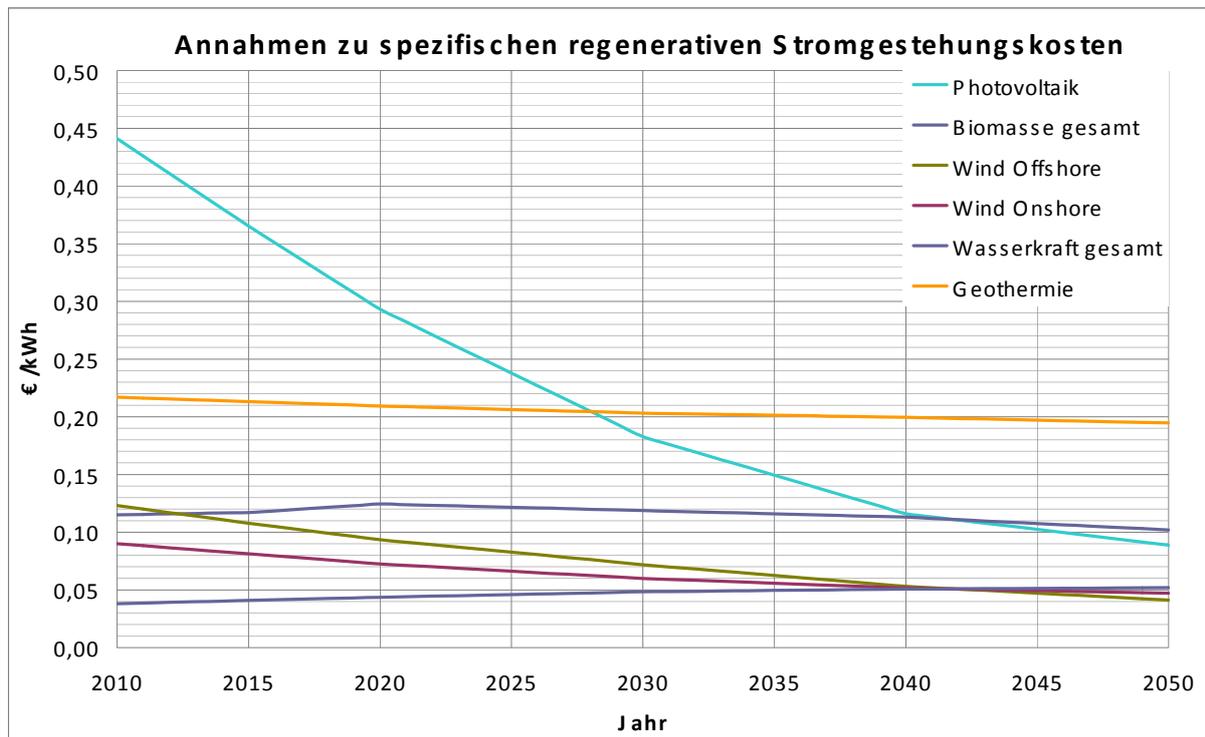
6 DWD, Windgeschwindigkeiten und Bodenrauigkeit aus dem Lokalmmodell Europa, D. Wetterdienst, Editor. 2007, Deutscher Wetterdienst: Offenbach.

- 7 Hurter, S.H., R. , Atlas of Geothermal Resources in Europe. 2002, Office for Official Publications of the European Communities: Luxemburg.
- 8 Hurtig, E., Cermak, V., Haenel, R.; Zui, V., Geothermal Atlas of Europe. 1992, Hermann Haak Verlagsgesellschaft mbH, Geographisch-Kartographische Anstalt: Gotha.
- 9 PLATTS, PowerVision, datacut hydropower Europe. 2008, PLATTS (McGraw-Hill Companies): London.
- 10 WEC, 2007 Survey of Energy Resources, in Survey of Energy Resources, W.E. Council, Editor. 2007, World Energy Council: London.
- 11 Lehner, B.C., G.; Vassolo, S., Europe's Hydropower Potential Today and in the Future. EuroWasser.
- 12 IE, Nachhaltige Biomassennutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern, N.u.R.-c. Bundesministerium für Umwelt, BMU (Herausgeber), Editor. 2005, Institut für Energetik und Umwelt.
- 13 EUROSTAT, epp.eurostat.ec.europa.eu.
- 14 FAOSTAT, faostat.fao.org.
- 15 Dobson, J.E., E. A. Bright, P. R. Coleman, R.C. Durfree; B. A. Worley, LandScan: A Global Population Database for Estimating Populations at Risk. Photogrammetric Engineering & Remote Sensing 2000. Vol. 66(No. 7): p. 849-857.

Quelle: DLR 2010, S. 6

Abbildung 2-2

**Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 2-2; Datenquelle: DLR 2010, S. 41 ff.

Änderungen in den Kosten der Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen und den Kosten konventioneller Energieträger können den vom Modell berechneten Anteil der jeweiligen Technologien sowie die Gesamtkosten des Systems wesentlich beeinflussen. Die

vom DLR getroffenen Annahmen erscheinen dem SRU im Lichte anderer Studien mit ähnlichen Zeithorizonten angemessen und nicht übermäßig optimistisch zu sein, insbesondere vor dem Hintergrund der (noch nicht veröffentlichten) Zwischenergebnisse des IPCC-

Sonderberichts (IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change), zur möglichen Rolle regenerativer Energiequellen bei der Bekämpfung des Klimawandels, der alle wichtigen international verfügbaren Studien über die mögliche Kostenentwicklung der wichtigsten Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen würdigt. Für die Windenergie finden sich in der Literatur Lernraten zwischen 4 und 32 %. LEMMING et al. (2009, S. 35) zitieren NEIJ (1997; 1999; 2008) als beste Quelle für Lernraten im Bereich der Windenergie. Auf der Grundlage der Publikationen von NEIJ kommen LEMMING et al. (2009, S. 35) auf Lernraten zwischen 9 und 17 %. In ihrer neusten Publikation kommt NEIJ (2008, S. 2209) auf einen Bereich von 10 bis 20 %. Bei ausschließlicher Berücksichtigung des in Deutschland für die berechneten Szenarien realisierten Ausbaus der regenerativen Energiequellen ergibt eine Rückrechnung der angenommenen Kostenentwicklungen, dass das DLR Lernraten von 11,5 % für Onshore-Windenergie und 18,6 % für den Offshorebereich ansetzt. Im Bereich der Photovoltaik kommt SUREK (2005, S. 294) zu historischen Lernraten von 20 %. Er nimmt allerdings an, dass solch hohe Lernraten für Module auf der Basis kristallinen Siliziums auf Dauer nicht durchgehalten werden können (SUREK 2005, S. 303). NEIJ (2008, S. 2209) gibt einen zukünftigen Bereich von 15 bis 25 % für die Kostenentwicklung der Photovoltaik bis 2050 an. Die Rückrechnung der Kostenentwicklung des DLR ergibt unterstellte Lernraten von 26 %, die als sehr optimistisch bezeichnet werden müssen. Die unterstellten Lernraten von 2,2 % für Biomasse können vor dem Hintergrund einer von NEIJ (2008, S. 2209) angegebenen Bandbreite von 0 bis 10 % als eher konservativ eingestuft werden. Ein besonderer Fall könnte bei der Geothermie vorliegen. Neuste Zahlen des DLR, die in den Berechnungen nicht mehr berücksichtigt werden konnten, legen nahe, dass die Kosten der Geothermienutzung deutlich stärker sinken könnten als in den für den SRU durchgeführten Berechnungen vom DLR angenommen. In diesem Fall könnte die Geothermie eventuell zukünftig eine größere Rolle spielen als in den hier präsentierten Szenarien.

Sollten sich die unterstellten Kostensenkungspotenziale als zu optimistisch erweisen, würde dies das Ergebnis der Berechnungen, dass eine regenerative Vollversorgung möglich ist, nicht ändern. Allerdings wären die Kosten des so erreichten Klimaschutzes höher, als in den Szenarien ausgewiesen. Weitere Angaben zu den unterstellten Kostenentwicklungen finden sich in Kapitel 4.5, das diese Diskussion vor dem Hintergrund der konkreten Szenarioergebnisse weiter vertieft.

Das REMix-Modell umfasst Europa und Nordafrika. Bei der Definition der Szenarien kann der Austausch von Strom über bestimmte Ländergrenzen hinweg zugelassen und die Höhe des maximalen Austausches festgelegt werden. Auf diese Weise können unterschiedlich große Ländergruppen, aber auch einzelne Länder, zum Gegenstand der Analyse gemacht werden.

Das Modell berechnet die Gesamtkosten des Systems sowie die durchschnittlichen Kosten pro Kilowattstunde für jedes Szenario. Dabei werden die jeweils notwendigen *Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern* berechnet und in die resultierenden Gesamtkosten einbezogen. Anders verhält es sich in Bezug auf die zusätzlichen Kosten der Übertragung durch einen *Netzausbau innerhalb eines Landes*. Die nutzbaren Potenziale erneuerbarer Energiequellen werden zwar mit einer hohen räumlichen Auflösung erfasst, bei der Modellierung geht allerdings ein Teil der räumlichen Information verloren, da die Potenziale aus Gründen beschränkter Rechenkapazität regionsweise aggregiert werden müssen. Im Ergebnis werden die gesamten regenerativen Potenziale jedes Landes aggregiert betrachtet. Der auch innerhalb Deutschlands notwendige Ausbau von Netzen, insbesondere im Hinblick auf die Anbindung von Offshore-Windkapazitäten und den Transport in die Verbrauchszentren, der auch die Kosten des Stromversorgungssystems erhöht, wird durch das Modell nicht erfasst. Aus diesem Grund hat der SRU eine separate Abschätzung der Kosten für den Netzausbau in Deutschland vorgenommen (s. Kap. 4.5).

Das Modell arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und kann daher die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Eine gesetzte Bedingung ist, dass jedes Szenario vollständige *Versorgungssicherheit* gewährleisten muss: die schwankende Stromnachfrage muss durch die eingesetzten Technologien zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden können. Dies wird entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms sichergestellt. Für die Berechnung des optimalen Erzeugungsmixes wird der Lastgang eines historischen Jahres zugrunde gelegt und auf das Verbrauchsniveau des Zieljahres (509 oder 700 TWh/a) skaliert. Es wird damit unterstellt, dass der Verlauf der Nachfrage des Jahres 2050 dem bisherigen jährlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ähnelt. Der SRU ist sich der Tatsache bewusst, dass diese Vorgehensweise in Ermangelung einer besseren Abschätzung des Verlaufs der Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2050 nur eine erste grobe Näherung darstellt. Mit hoher Wahrscheinlichkeit stellt diese Vorgehensweise aber größere Anforderungen an die zu installierende Leistung und die Veränderungsgeschwindigkeiten der Erzeugung, als dies im Jahr 2050 der Fall sein wird. Viele Technologien zur Steigerung der Systemeffizienz, die in den nächsten Jahrzehnten auch aus Gründen des Klimaschutzes eingeführt werden dürften, wie zum Beispiel sogenannte steuerbare Lasten (dispatchable loads) oder intelligente Verbrauchsgeräte (smart devices), führen zu einer Vergleichmäßigung der Netzlast und einer Senkung der Bedarfsspitzen.

Da das Modell auch die zeitlich schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger in stündlicher Auflösung berücksichtigt, lassen sich die stündlichen Anforderungen an die Produktionskapazitäten und Ausgleichsmöglichkeiten durch Speicher berechnen. Aus dem so

berechneten Einsatz der Erzeugungs- und Speichertechnologien und den unterstellten Kostenfunktionen können die Kosten der einzelnen Szenarien mit allen den Annahmen innewohnenden Unsicherheiten berechnet werden.

Im Modell werden drei wesentliche Speichermöglichkeiten berücksichtigt: Pumpspeicher, Druckluftspeicher und die Speicherung von Elektrizität in Wasserstoff (zu den Modellannahmen in Bezug auf die Speichertechnologien und ihre Potenziale s. Kap. 4.3). In den vom Modell REMix gelieferten optimierten Lösungen kommt die Speicherung in Form von Wasserstoff aufgrund der relativ hohen Systemverluste und der damit verbundenen hohen Kosten in keinem Szenario zum Einsatz, obwohl das Modell diese Technologie vorhält. Alle Berechnungen beinhalten die sich ergebenden Umwandlungs- und Leitungsverluste für den weiträumigen Transport. Verteilungsverluste, die im vorhandenen deutschen Verteilnetz entstehen, sind nicht berücksichtigt. Diese würden jedoch in ähnlicher Höhe auch bei einer Fortführung der konventionellen Stromerzeugung entstehen.

### 2.3 Szenarien

4. Der SRU nutzt das Modell des DLR, um unterschiedliche Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung für Deutschland zu analysieren. Dabei werden unterschiedliche Rahmenbedingungen bezüglich der Höhe des deutschen Stromverbrauchs im Jahre 2050 und der Möglichkeiten des Elektrizitätsaustauschs mit dem Ausland vorgegeben. Insgesamt wurden acht verschiedene Szenarien gerechnet, um eine relativ große Bandbreite von Anforderungen und Möglichkeiten zu berücksichtigen. Diese Szenarien lassen sich in drei verschiedenen Szenariofamilien zusammenfassen. Eine Übersicht gibt Tabelle 2-2.

Dabei gehen die ersten Szenarien (Szenariofamilie 1) von sehr restriktiven Randbedingungen aus, um zu analysieren, ob eine vollständig regenerative Stromversorgung allein auf der Basis der deutschen Regenerativenergiepotenziale möglich ist. Diese Restriktionen werden schrittweise gelockert werden, um zu analysieren, wie sich eine Reihe von Optionen zur Flexibilisierung der Versorgung auf den eingesetzten Technologiemix und die Kosten der Elektrizitätsversorgung auswirken.

In der ersten Szenariofamilie (DE 100 % SV) wird Deutschland unter autarken Bedingungen vollständig regenerativ versorgt, das heißt die gesamte Stromnachfrage wird aus heimischen erneuerbaren Quellen gedeckt und es wird kein Austausch von Strom mit dem Ausland zugelassen (Deutschland als „elektrische Insel“). Dementsprechend muss auch die gesamte notwendige Zwischenspeicherung von Strom in Deutschland statt-

finden. Ein solches Szenario erscheint zwar vor dem Hintergrund der derzeitigen Importabhängigkeit Deutschlands im Bereich der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger von etwa 60 % und der Integration europäischer Märkte weder notwendig noch wünschenswert zu sein, es soll aber die grundsätzliche technisch-ökonomische Machbarkeit untersuchen und kann mit den weiteren Szenarien im Hinblick auf Technologien und Kosten verglichen werden. Diese Szenariofamilie wird im Kapitel 3 nur bezüglich ihres zentralen Ergebnisses dargestellt.

Eine zweite Szenariofamilie modelliert Deutschland als Teil eines Stromverbunds mit Norwegen und Dänemark (DE–DK–NO). Diese Szenarien untersuchen den Einfluss, den die Nutzung der Pumpspeicherpotenziale in Norwegen für eine regenerative Stromversorgung in Deutschland haben könnte. Dänemark ist als Durchleitungsland nach Norwegen Teil des Verbundes und trägt außerdem erhebliche Potenziale an Windenergie zum Gesamtsystem bei.

Für diesen skandinavischen Verbund werden vier Szenarien untersucht. Im ersten Szenario (DE–DK–NO 100 % SV) gilt als Rahmenbedingung, dass sich Deutschland im Jahresdurchschnitt vollständig selbst versorgt, also die insgesamt produzierte Strommenge der verbrauchten Menge entspricht. Im Unterschied zum DE 100 % SV-Szenario können allerdings bis zu 15 % der Jahresarbeit zwischen Deutschland und den Verbundpartnern ausgetauscht werden. Damit wird insbesondere der Zugriff auf Pumpspeicherkapazitäten in Norwegen zum Ausgleich von Differenzen zwischen Stromerzeugung und -nachfrage ermöglicht. Ein zweites Szenario lässt zusätzlich einen Nettoimport von Strom von 15 % aus Skandinavien nach Deutschland zu, das heißt der Selbstversorgungsgrad kann bis auf 85 % (DE–DK–NO 85 % SV) sinken. Der einfache Dreiländerverbund erlaubt sehr klare und eindeutige Analysen. Bei einem gesamteuropäischen Stromaustausch sind einzelne Veränderungen aufgrund sich überlagernder Effekte nur noch schwer zuzuordnen. Die Rolle Deutschlands und einzelner anderer Länder ist sehr viel schwieriger zu interpretieren.

Da auch heute schon in erheblichem Maße Elektrizität zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten ausgetauscht wird und Deutschland Nettoexporteur ist, wird das Szenario DE–DK–NO 100 % SV vom SRU als relativ gute Annäherung an eine anspruchsvolle aber realistische Weiterentwicklung der deutschen Elektrizitätsversorgung angesehen. In den Betrachtungen über einen möglichen Übergang vom heutigen Elektrizitätssystem auf das System des Jahres 2050 in Kapitel 3.2 steht dieses Szenario im Zentrum der Analysen.

Tabelle 2-2

**Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung**

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

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

Auch ein Verbund mit Schweden und eine Nutzung der schwedischen Wasserkraft zur Speicherung wären denkbar. Allerdings verfügt Norwegen mit einem Speichervolumen von circa 84 TWh über das größte europäische und deutlich größere Speicherpotenzial als Schweden mit circa 36 TWh (vgl. Nord Pool ASA 2010). Langfristig werden sicherlich beide Länder wie auch die Schweiz, Österreich, Frankreich und Italien als Anbieter von erheblichen Pumpspeicherleistungen am Markt auftreten. Für alle im Folgenden vorgenommenen Berechnungen wird aufgrund des deutlich größeren Speicherpotenzials und der relativ einfachen Leitungsverbindung zwischen den großen Windenergiepotenzialen in der deutschen Nordsee und den norwegischen Speicherkapazitäten im Südwesten des Landes von einer Kooperation Deutschlands mit Norwegen ausgegangen.

Die dritte Szenariofamilie erweitert den Stromverbund auf ganz Europa und die Region Nordafrika (DE–EUNA). In diesen Szenarien wird ebenfalls für jedes am Verbund beteiligte Land ein Nettoimport von maximal 15 % der elektrischen Jahresarbeit zugelassen, um eine möglichst hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der größere Verbund ermöglicht es, auf sehr viel größere Potenziale regenerativer Energiequellen zurückzugreifen und regionale Schwankungen besonders im Angebot der Windenergie durch eine großräumige Vernetzung besser auszugleichen.

Alle Szenariofamilien werden jeweils für eine Gesamtnachfrage (Bruttostromnachfrage) nach Strom in Deutschland von 500 TWh (genau 509 TWh, s. Kap. 3.2) und von 700 TWh berechnet. In allen Szenarien wird dem Modell als Randbedingung vorgegeben, dass jeweils der gesamte Strom in allen beteiligten Ländern des Verbundes regenerativ erzeugt werden muss.

## 2.4

### Stromnachfrage

5. Auf der Basis der Auswertung verschiedener Studien erscheint es realistisch, dass die jährliche Stromnachfrage (Nettostromverbrauch) in Deutschland im Jahr 2050 im Bereich von 500 TWh stabilisiert werden kann (z. B. Öko-Institut und Prognos AG 2009; UBA 2009; BARTHEL et al. 2006; Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung 2002; NITSCH 2008). Dies würde stringente Bemühungen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung für die traditionellen Stromnutzungen voraussetzen, dann aber auch eine Elektrifizierung des Individualverkehrs in einem signifikanten Umfang (etwa die Hälfte der derzeitigen Verkehrsleistung) erlauben. Alle Szenariogruppen werden deshalb zunächst für eine Stromnachfrage von 500 TWh im Jahr 2050 auf der Basis des skalierten stündlichen aufgelösten Jahreslastgangs berechnet.

Eine zweite Variante nimmt einen jährlichen Strombedarf von 700 TWh für Deutschland im Jahr 2050 an. Eine solche Nachfrage könnte eintreten, wenn keine ehrgeizige Effizienzstrategie umgesetzt und zusätzlich der Individualverkehr weitestgehend auf elektrische Antriebe umgestellt werden würde. Durch eine vollständige Elektrifizierung des Individualverkehrs wäre mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von bis zu 100 TWh/a zu rechnen (vgl. WIETSCHEL und DALLINGER 2008). Bei einer erfolgreichen Umsetzung von Effizienzstrategien wäre es möglich, im Rahmen eines 700 TWh/a-Szenarios neben dem Individualverkehr auch den größten Teil des im Jahr 2050 verbleibenden Heizwärmebedarfs und einen deutlich größeren Anteil des industriellen Prozesswärmebedarfs elektrisch zu decken.

Der Vergleich der beiden Varianten (500 und 700 TWh/a) kann jeweils einen Eindruck davon vermitteln, wie die Höhe des Gesamtverbrauchs die Kosten des Systems und die Zusammensetzung der Energieträger im kostenoptimierten Mix beeinflusst.

Während aus Sicht des SRU die Stabilisierung des Stromverbrauchs auf einem möglichst niedrigen Niveau Ziel der Politik sein sollte, um die Kosten der Versorgung möglichst niedrig zu halten, zeigen die Szenariovarianten mit 700 TWh/a, dass auch ein sehr viel höherer Strombedarf prinzipiell aus erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte. Zeigen die Analysen, dass eine Nachfrage von 700 TWh/a befriedigt werden kann, so kann auch jede andere Nachfrage zwischen 500 und 700 TWh gedeckt werden. Beispielsweise wäre unter Ausschöpfung der Effizienz- und Einsparpotenziale bei einer vollständigen Elektrifizierung des Individualverkehrs mit einem Gesamtverbrauch von circa 550 TWh zu rechnen.

## 2.5 Gestaltung des Übergangs

6. Für die Szenarien 2.1.a und 2.1.b (DE–DK–NO 100 % SV, Netzverbund mit Norwegen und Dänemark und Ausgleich zeitlicher Schwankungen; Selbstversorgung im Jahresdurchschnitt) werden in Kapitel 4 Vorschläge für den zeitlichen Übergang von der heutigen Struktur der Elektrizitätserzeugung hin zu dem vom REMix-Modell berechneten vollständig regenerativen Zielzustand entwickelt.

Diese Übergangsvorschläge gehen von einem nur noch sehr begrenzten Zubau konventioneller Kraftwerke aus und berechnen zunächst unter konservativen Annahmen zur durchschnittlichen Laufzeit der Kraftwerke das Auslaufen der Nutzung der konventionellen Kapazitäten über die Zeit („Sterbelinie“ konventioneller Kraftwerke).

Ausgehend von diesen Sterbelinien wird dann abgeleitet, welcher Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten in den Jahren bis 2050 notwendig wäre, um die verbleibende Nachfrage zu decken. Die jährlichen Zubauten an installierter Leistung für die unterschiedlichen Technologien wurden so gewählt, dass im Jahr 2050 der kostenoptimierte Energieträgermix der Szenarienberechnungen (s. Kap. 2.1) erreicht wird. Der angenommene jährliche Zubau basiert selbst aber nicht auf Optimierungsrechnungen. In Zeiträumen, in denen besonders viele konventionelle Kraftwerke aufgrund ihres Alters vom Netz gehen, wurden dabei in begrenztem Umfang Sicherheitsmargen beim Zubau der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Die in Kapitel 4 dargestellten Verläufe des Übergangs stellen jeweils einen möglichen Pfad dar, auf dem das Ziel der vollständig regenerativen Stromversorgung im Jahr 2050 erreicht werden könnte, ohne dass in irgendeiner Phase des Übergangs die Versorgung gefährdet wäre. Es wird darüber hinaus dargestellt, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien durch die schrittweise Erschließung von Stromspeicherpotenzialen in Deutschland und Norwegen und den notwendigen internationalen Netzausbau flankiert werden muss (s. Kap. 4.3).

## 3 Optionen der 100 %igen Vollversorgung

### 3.1 Potenziale der erneuerbaren Energieträger für die Stromerzeugung

#### 3.1.1 Potenziale in Deutschland

7. Die Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland wurden vom REMix-Modell entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik ermittelt. Auf der Basis eines durchschnittlichen Windjahres ergibt sich für Deutschland ein jährliches Erzeugungspotenzial für Elektrizität aus regenerativen Energiequellen von 839 TWh/a. Dabei kann ein großer Teil dieses Potenzials (ca. 612 TWh) zu Grenzkosten (den Kosten der teuersten genutzten Kilowattstunde) von circa 0,096 €/kWh bereitgestellt werden, wie Abbildung 3-1 zeigt.

Die Kosten für die einzelnen Technologien sind, wie in Kapitel 2 erläutert, auf der Basis mengenabhängiger Kostendegressionsfunktionen für das Zieljahr in Preisen von 2009 vom DLR berechnet worden (vgl. DLR 2010, S. 13 ff.). Hierbei liegen die relativ kostengünstigen Potenziale im Bereich der On- und Offshore-Windenergienutzung (ca. 407 TWh/a) und der Nutzung der Wasserkraft. Allerdings ist der mögliche Beitrag der Wasserkraft zur Stromerzeugung in Deutschland aufgrund der orographischen Gegebenheiten auf circa 28 TWh/a begrenzt. Auch die Nutzung von Biomasse, die im Vergleich zur Geothermie noch zu relativ niedrigen Grenzkosten (maximal 0,081 €/kWh) realisiert werden kann, ist mit circa 71 TWh/a deutlich begrenzt. Einer zusätzlichen Einschränkung kann das für die Stromerzeugung nutzbare Biomassepotenzial durch die Nutzungskonkurrenz im Bereich der Kraftstoffe oder für die Wärmebereitstellung unterliegen. Der SRU geht davon aus, dass Biomasse in einer Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit dem größten Systemnutzen eingesetzt werden kann. In den im Folgenden berechneten Szenarien für eine moderate Elektrizitätsnachfrage (509 TWh/a in Deutschland in 2050) und zugelassenem Austausch von Elektrizität mit dem Ausland wird die Biomasse nur etwa zur Hälfte in der Elektrizitätserzeugung und dabei praktisch ausschließlich in KWK-Anlagen eingesetzt. Nur bei einem sehr theoretischen politischen Verzicht auf einen Austausch mit dem Ausland (Szenario 1.a und b) wird das gesamte Potenzial die Elektrizitätserzeugung genutzt und zum großen Teil im Bereich der Spitzenlastdeckung ohne KWK eingesetzt. Die Nutzung der Photovoltaik hat zwar ein größeres Potenzial (ca. 110 TWh/a), führt aber schon zu erheblich höheren Grenzkosten (0,096 €/TWh). Besonders teuer ist die Stromerzeugung mithilfe von Geothermie, die zwar ein erhebliches zusätzliches Potenzial von gut 220 TWh/a hat, für die aber bis zu 0,62 €/kWh aufgewandt werden müssen, um dieses Potenzial zu erschließen. Nach neueren Erkenntnissen, die erst nach der Durchführung der Berechnungen für dieses Sondergutachten vorlagen, könnten die langfristigen

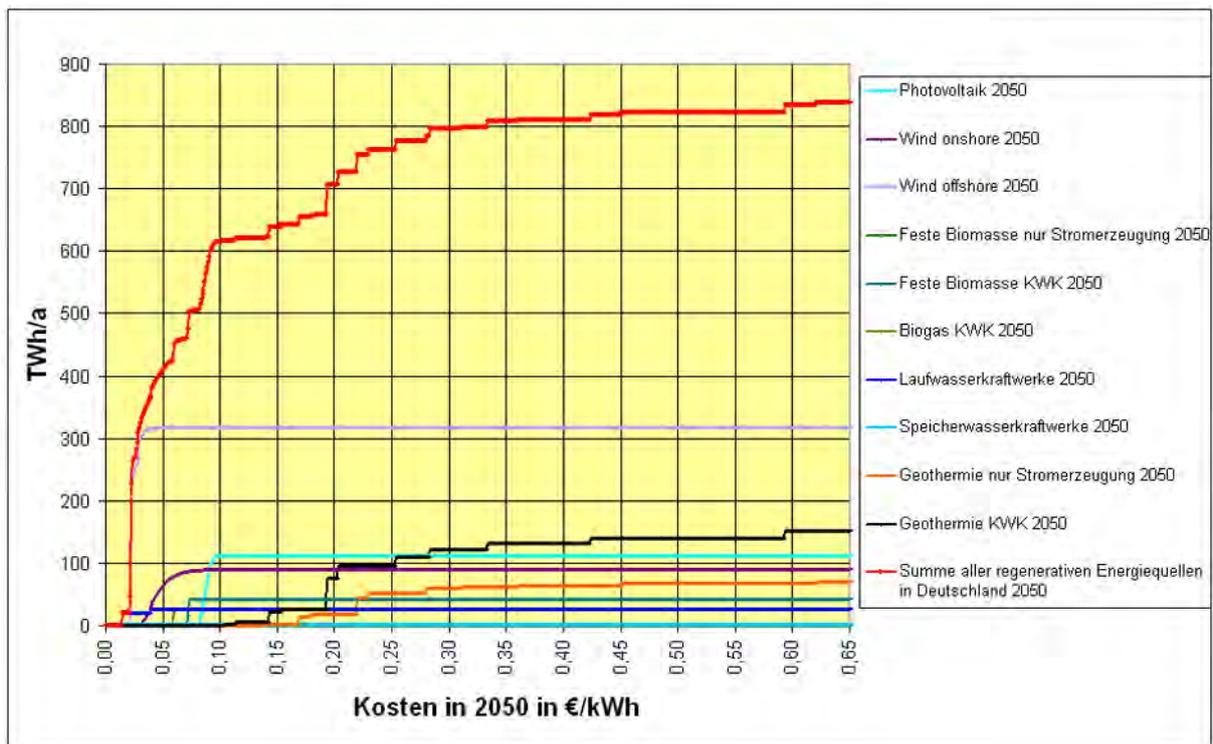
Kosten für die elektrische Nutzung geothermischer Energie deutlich niedriger ausfallen, als für die hier vorgelegten Berechnungen angenommen wurde. Diese eventuell geringeren Kosten würden sich aber nur auf Szenarien auswirken, die eine sehr hohe Nachfrage (700 TWh/a) im Wesentlichen aus heimischen Energiequellen befriedigen müssen (Szenario 1.b und 2.1.b).

Mit Ausnahme der Laufwasserkraftwerke, der Windenergie und der photovoltaischen Sonnenenergienutzung können alle regenerativen Energiequellen während jeder Stunde des Jahres genutzt werden. Die Potenziale der photovoltaischen Sonnenenergienutzung und der Windenergienutzung unterliegen hingegen sehr großen Schwankungen, die im Fall der Sonnenenergie von der Sonneneinstrahlung und im Fall der Windenergienutzung von der vorherrschenden Windstärke bestimmt werden.

Aufgrund dieser Schwankungen kommt es dazu, dass in Deutschland unter günstigen Bedingungen ein Leistungsangebot von circa 190 GW möglich ist (vgl. Abb. 3-2), während unter ungünstigen Bedingungen ein Leistungsangebot von nur circa 39 GW verfügbar ist. Diesem Leistungspotenzial regenerativer Energiequellen steht bei einer jährlichen Nachfrage von circa 500 TWh eine nachgefragte Maximalleistung von 81 GW und eine minimale Last von 35 GW gegenüber. Allerdings treffen die Zeiten minimaler Last im Netz nicht unbedingt mit den Zeiten minimaler Erzeugungspotenziale zusammen. Aus Abbildung 3-2 ist ersichtlich, dass das Potenzial der regenerativen Elektrizitätserzeugung, die Nachfrage (Lastkurve) bei einer Jahresnachfrage von 500 TWh in der weit überwiegenden Zahl der Stunden des Jahres deutlich übersteigt.

Abbildung 3-1

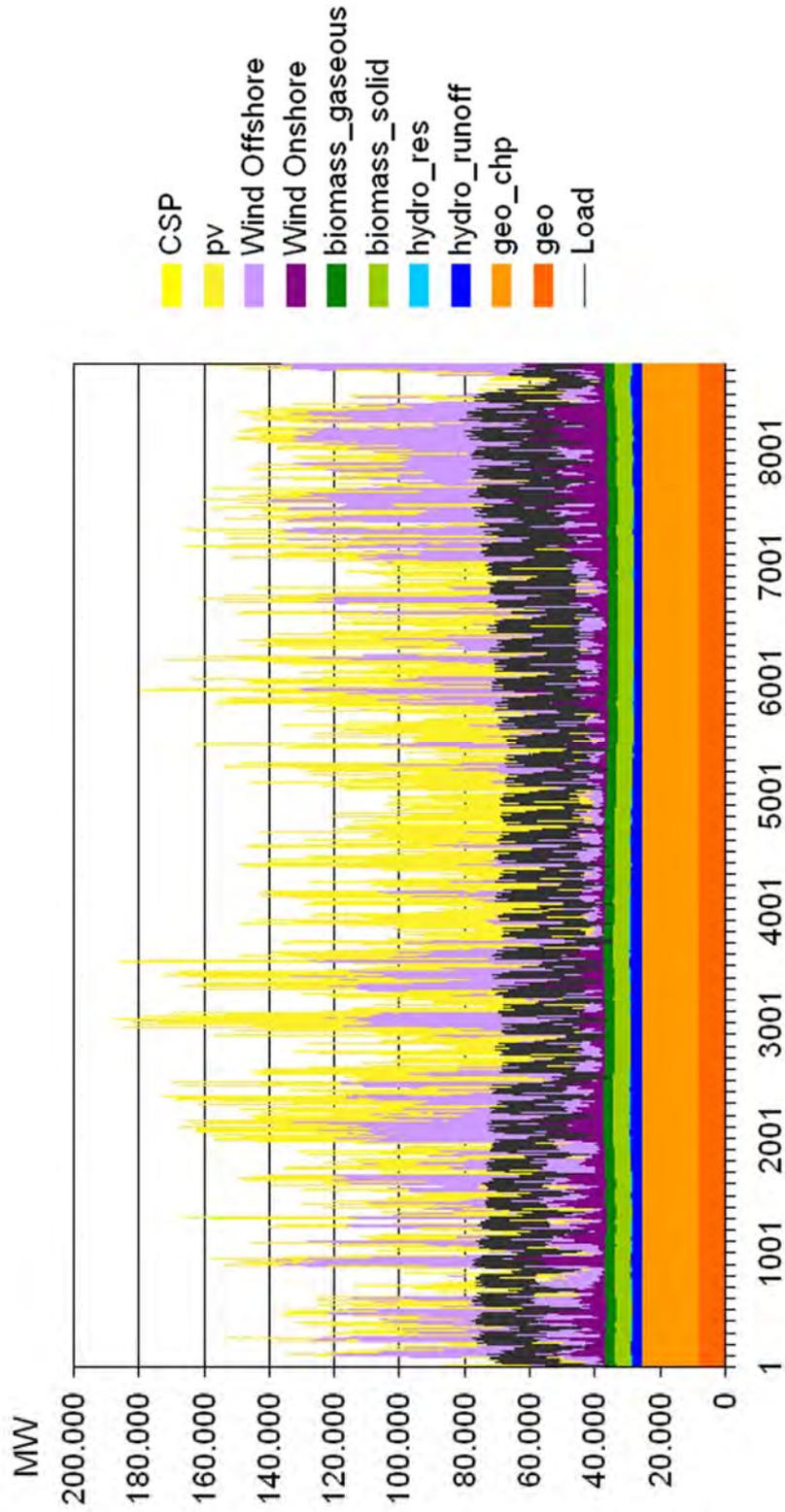
**Potenzial der Elektrizitätserzeugung  
aus regenerativen Energiequellen in Deutschland in TWh/a  
als Funktion der Kosten pro kWh**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-1; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-2

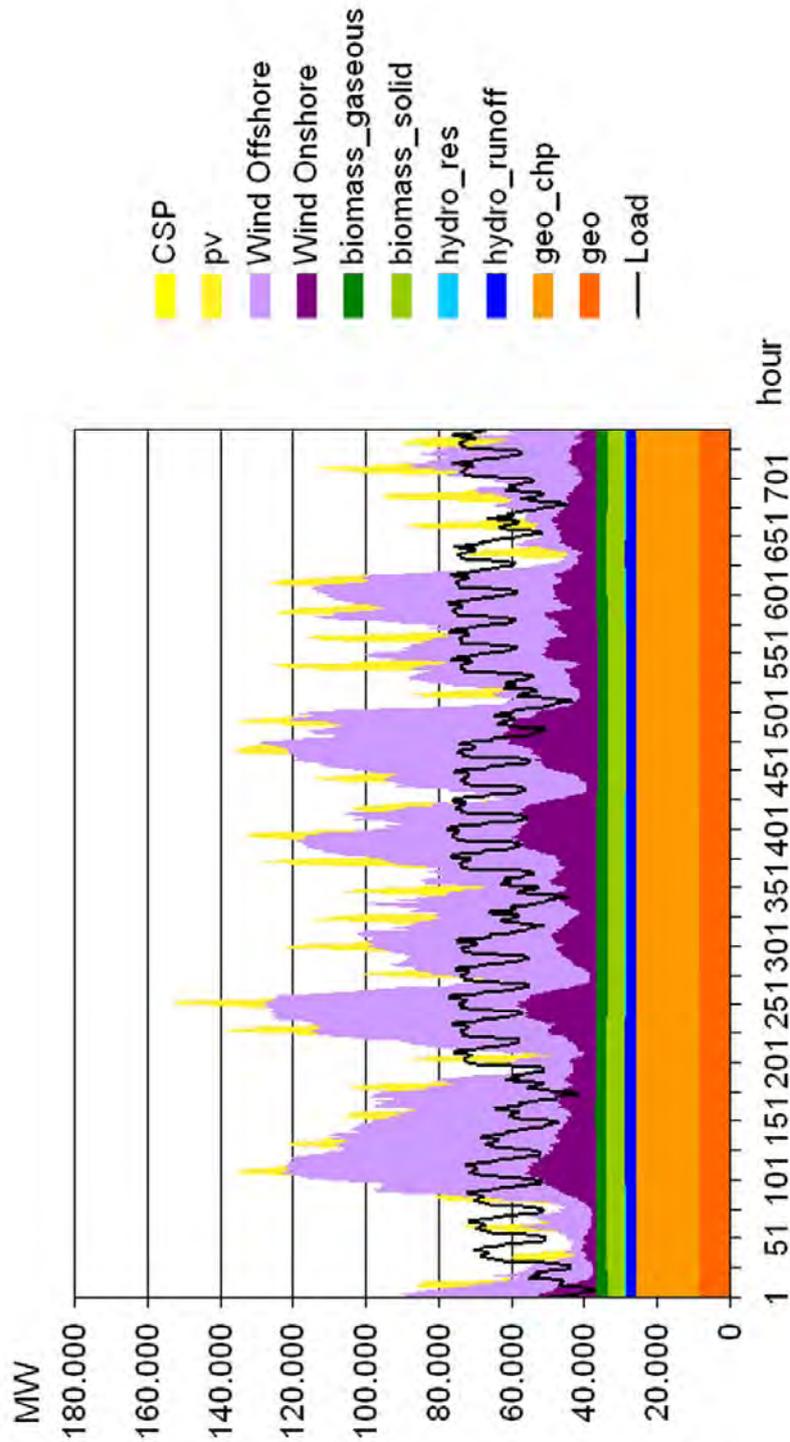
**Vergleich des stündlichen Erzeugungspotenzials regenerativer Energiequellen in Deutschland mit der jährlichen Lastkurve bei einer jährlichen Nachfrage von 500 TWh/a**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-2; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-3.a

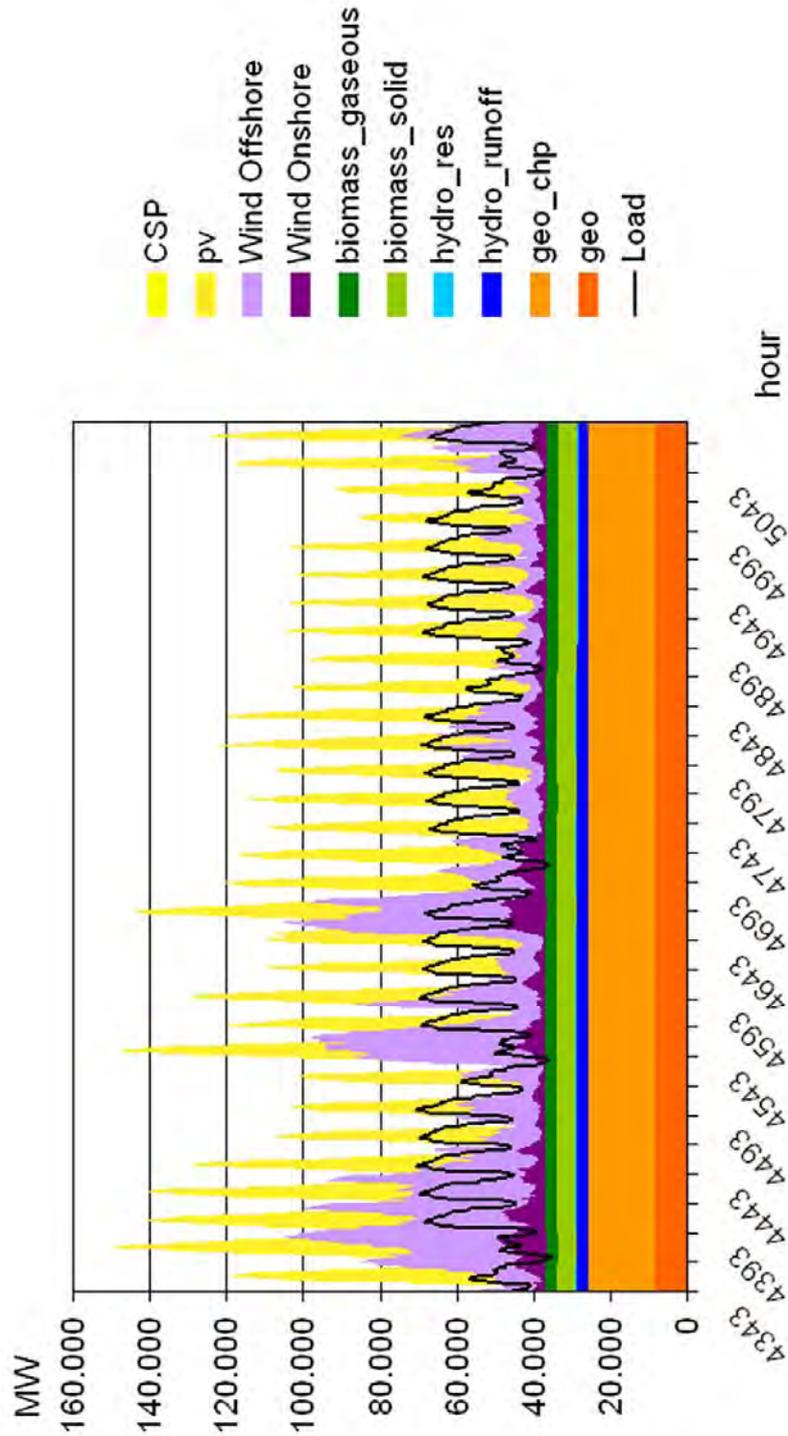
**Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen in Deutschland im Monat Januar in MW**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-3.a; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-3.b

**Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen  
im Monat Juli in MW**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-3.b; Datenquelle: DLR 2010

Betrachtet man die Schwankungen in der möglichen Elektrizitätsproduktion in höherer Auflösung, so bestätigt sich der Eindruck, dass Zeiten einer Unterdeckung der Nachfrage relativ selten sind. Abbildung 3-3.a und b veranschaulichen diese am Beispiel der Monate Januar und Juli. Wiederum ist in diesen Abbildungen der Verlauf des Lastgangs (500 TWh/a) dem stündlichen Erzeugungspotenzial gegenübergestellt worden. Sowohl im Januar als auch im Juli ist die kurzfristig auftretende Unterdeckung relativ gering, während die mögliche Überproduktion sehr viel größer ist. Die detaillierte Betrachtung spiegelt letztendlich das Faktum wieder, dass hier ein gesamtes jährliches Erzeugungspotenzial von circa 840 TWh einem zu erwartenden jährlichen Verbrauch von 500 TWh gegenübergestellt wird. Im Fall einer jährlichen Gesamtnachfrage von 700 TWh (die bei relativ geringen Effizienzsteigerungen und gleichzeitiger vollständiger Umstellung des PKW-Verkehrs auf elektrische Antriebe erwartet werden kann) stellt sich die Situation schon deutlich schlechter dar und bedarf bei einer nationalen Vollversorgung erheblicher Speichermöglichkeiten.

Genaue Vergleiche von Nachfrage und Erzeugungspotenzialen werden im Rahmen der Analyse der verschiedenen Szenarien im Kapitel 3.2 auf der Basis von Stundenwerten vorgenommen.

Inwieweit für eine Deckung der stündlichen Elektrizitätsnachfrage auch auf die relativ teuren Erzeugungspotenziale wie Geothermie oder Biomasse zurückgegriffen

werden muss, ist, wie die Szenarioanalyse in Kapitel 3.2 zeigt, sehr von der Höhe der Gesamtnachfrage, den Speichermöglichkeiten und den Möglichkeiten eines internationalen Elektrizitätsaustauschs abhängig.

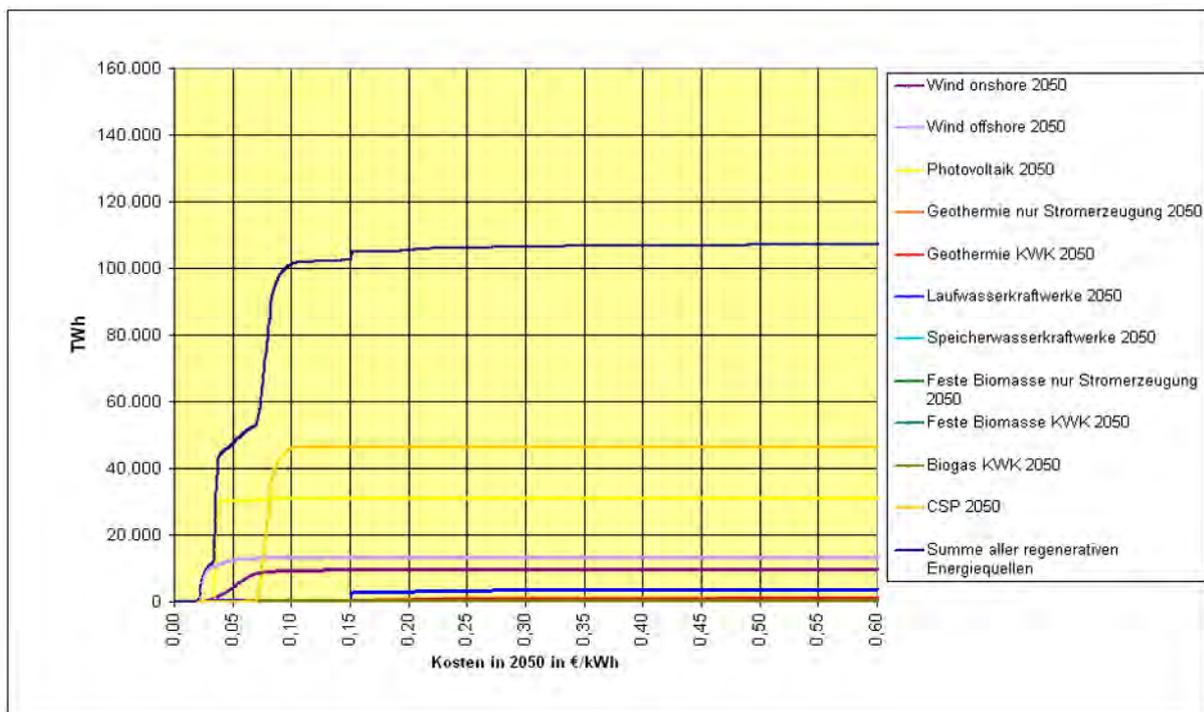
### 3.1.2 Potenziale in der Region Europa-Norafrika

8. Das regenerative Elektrizitätserzeugungspotenzial für die Region Europa-Nordafrika in der Abgrenzung des DLR-Modells REMix (vgl. Abb. 2-1) liegt mit circa 105.000 TWh/a um mehr als Faktor 100 über dem deutschen Erzeugungspotenzial. Bei Erzeugungskosten von weniger als 5 ct/kWh (Kosten des Jahres 2050) lassen sich bereits über 47.000 TWh/a erzeugen. Die kostengünstigsten Potenziale liegen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung und Nutzung der Photovoltaik in Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung, wie Abbildung 3-4 zeigt.

Betrachtet man Europa und den nördlichen Rand des afrikanischen Kontinents als ein mögliches gemeinsames Versorgungsgebiet, so zeigt sich, dass hier einer maximalen Netzlast (Nachfrage) von circa 840 GW (Spitzenlast im Gesamtgebiet bei einem Szenario, das einer deutschen Stromnachfrage von 500 TWh/a und einer deutschen Spitzenlast von gut 80 GW entspricht) ein Erzeugungspotenzial von circa 39.800 GW gegenübersteht.

Abbildung 3-4

#### Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in der Region Europa-Nordafrika als Funktion der Kosten pro kWh



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-4; Datenquelle: DLR 2010

Selbst am Tag des geringsten Windenergieaufkommens des Jahres steht mitten in der Nacht mit 1.609 GW noch deutlich mehr Leistung als die Spitzenlast des Jahres zur Verfügung. Theoretisch wäre in einem vollkommen vernetzten Versorgungssystem für dieses Gebiet keine Speicherung von Elektrizität erforderlich. Ob dies eine ökonomisch sinnvolle Lösung wäre, lässt sich bezweifeln. Wie aber eine optimale Ressourcennutzung ausgestaltet sein sollte, lässt sich ohne genauere Berechnungen, wie sie in Kapitel 3.2 vorgestellt werden, nicht sagen. Wie sehr das Stromerzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen in dieser Region die Nachfrage übersteigt, zeigt sich sehr anschaulich in Abbildung 3-5., hier ist bei einer Skala, die bis maximal 50.000.000 MW reicht, das gesamte Erzeugungspotenzial sichtbar, aber der Jahreslastgang (die Nachfrage) im Bereich zwischen 420.000 und 840.000 MW (ca. 1 bis 2 % des Potenzials) ist so verschwindend gering, dass man ihn nicht mehr erkennen kann.

Aus Abbildung 3-5 ist außerdem unschwer zu erkennen, dass das mit Abstand größte Erzeugungspotenzial im Bereich der Solarenergie (33.800 GW) liegt. Hierbei zeigt eine genauere Auswertung der Rechnungen des DLR, dass konzentrierende Solarsysteme (CSP – concentrated solar power) im Wesentlichen im Bereich Nordafrikas mit maximal 20.000 GW über das größte Einzelpotenzial verfügen. Das zusätzliche Potenzial der Solarenergienutzung mit photovoltaischen Systemen ist gut 13.800 GW groß. Allerdings ist die Nutzung dieser sehr großen Potenziale ohne Speicher auf die Stunden des Tageslichts begrenzt.

An zweiter Stelle rangiert in der Gesamtregion das maximale Potenzial der Windenergie mit circa 5.500 GW, das etwa zur Hälfte (2.700 GW) auf die Offshore-Windenergienutzung und zur anderen Hälfte auf den Onshorebereich (ca. 2.800 GW) entfällt. Allerdings bietet die Windenergie den Vorteil, dass auch zu Zeiten niedrigster Windgeschwindigkeiten immer noch eine minimale Leistung von circa 700 GW zur Verfügung steht.

An dritter Stelle der regenerativen Stromerzeugungspotenziale rangiert die Nutzung der Erdwärme (Geothermie). Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie steht diese Energiequelle kontinuierlich zur Verfügung, ist aber mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden. In der Gesamtregion beläuft sich das geothermische Potenzial zur Stromerzeugung auf circa 275 GW.

An vierter Stelle der Einzelpotenziale rangiert in der Region die Wasserkraft mit maximal 224 GW, die je nach

Jahreszeit bis auf 109 GW zurückgehen kann. Hierbei handelt es sich zum großen Teil um die Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung mithilfe von Laufwasserkraftwerken. Insgesamt kann von der Wasserkraft ein nicht unerheblicher Beitrag zur regenerativen Deckung der Gesamtnachfrage erwartet werden. Eine Sonderrolle kommt der Wasserkraftnutzung im Bereich der kurz- und mittelfristigen Speicherung mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken zu.

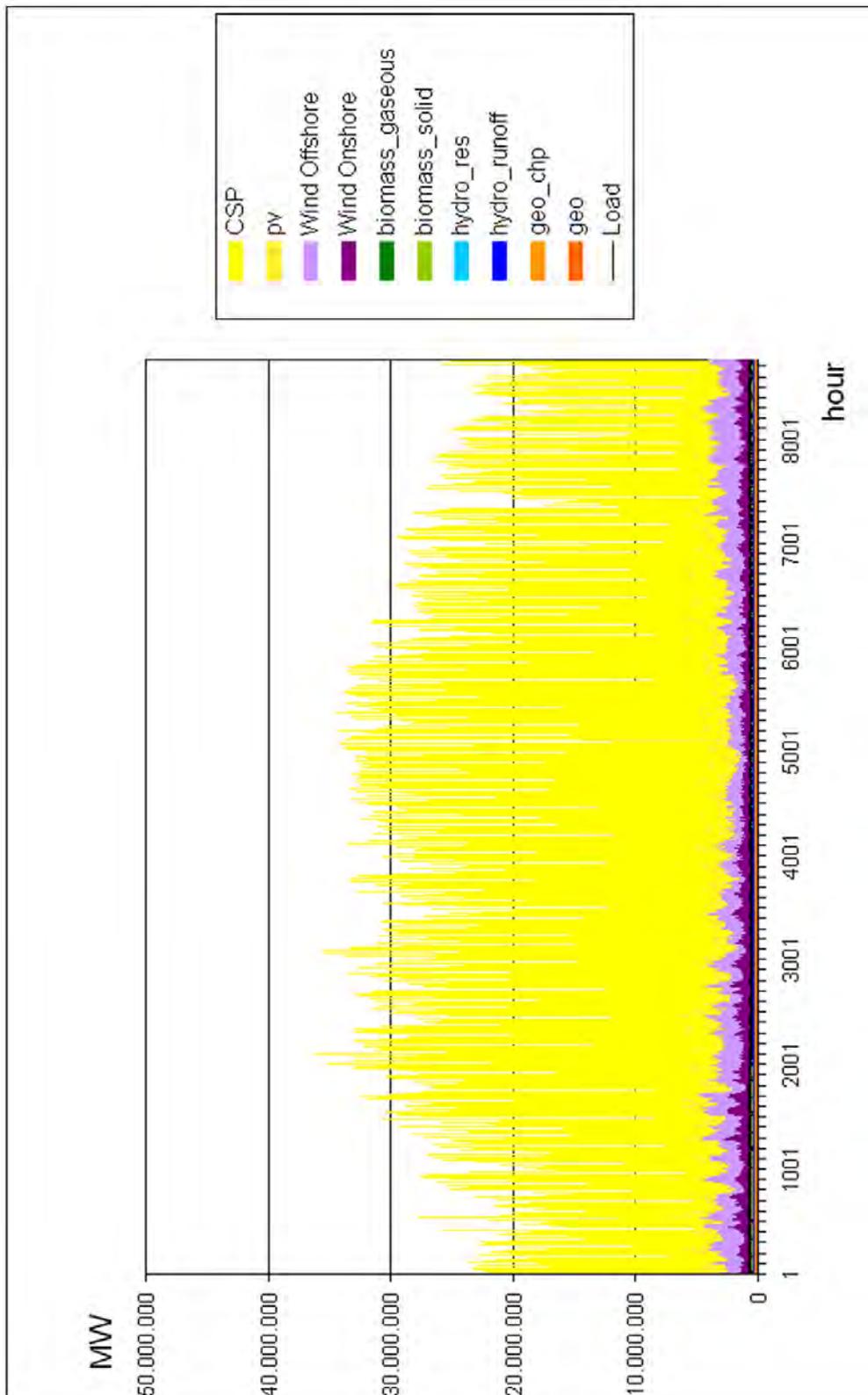
Einen vergleichsweise kleinen Beitrag kann die natur- und umweltschutzgerechte Nutzung von Biogas und fester Biomasse leisten, da die für die Rechnungen des DLR angenommenen Potenziale sehr restriktiv in Bezug auf die Möglichkeit der Anpflanzung von Energiepflanzen sind und damit ein großer Teil des Potenzials auf der Nutzung landwirtschaftlicher und forstwirtschaftlicher Reststoffe beruht. Das Biomassepotenzial beträgt bei einer gleichmäßigen Nutzung über alle Stunden des Jahres circa 71 GW. Da zumindest feste Biomasse, wie zum Beispiel Schwachholz aus der Forstwirtschaft hervorragend lagerfähig ist und auch Biogas wie Erdgas in großen Mengen in ausgeförderten Gasfeldern saisonal gespeichert werden kann, wird diese regenerative Energieressource angesichts der schwankenden Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie eher dann zur Stromerzeugung eingesetzt werden, wenn die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie besonders niedrig ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Versorgung der Region Europa-Nordafrika mit regenerativen Energiequellen auch nicht ansatzweise an die Grenzen der Erzeugungspotenziale kommt, sondern nur circa 2 % dieser Potenziale ausreichen, um eine dauerhaft regenerative Stromversorgung der Region zu gewährleisten.

Selbst wenn eine rein nationale regenerative Stromversorgung in Deutschland im Bereich einer nicht zu erwartenden Gesamtnachfrage von über 800 TWh/a an seine, durch die Annahmen des DLR recht restriktiv gesetzten Grenzen stoßen könnte, so kann die sich bereits heute abzeichnende Integration in einen internationalen regenerativen Stromversorgungsverbund jede denkbare zukünftige Stromnachfrage in Deutschland befriedigen. Ob es hierzu eines Rückgriffs auf die solaren Erzeugungspotenziale Nordafrikas bedarf, erscheint aufgrund des extrem großen gesamten regenerativen Erzeugungspotenzials unwahrscheinlich, auch wenn die Einbeziehung der Erzeugungspotenziale Nordafrikas die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten weiter senken dürfte.

Abbildung 3-5

**Stündliches Erzeugungspotenzial regenerativer Energiequellen  
in der Region Europa-Nordafrika**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-5; Datenquelle: DLR 2010

## 3.2 **Drei Szenariofamilien für eine regenerative Vollversorgung**

9. Wie die Analyse der Potenziale zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen in Kapitel 3.1 deutlich gezeigt hat, ist eine regenerative Vollversorgung Deutschlands mit Elektrizität auch dann möglich, wenn ausschließlich auf die nationalen Erzeugungspotenziale regenerativer Energiequellen zurückgegriffen wird. Allerdings zeichnet sich ab, dass eine solche rein nationale Vollversorgung relativ teuer wäre und in erheblichem Maße auf die Nutzung verschiedener Speicher zurückgreifen müsste, um die zeitlich stark variierenden Erzeugungsmöglichkeiten so auszugleichen, dass zu jeder Stunde des Jahres die Bruttostromnachfrage aus deutschen Energiequellen gedeckt werden kann. Es hat sich auch gezeigt, dass eine gemeinsame Versorgung der Region Europa-Nordafrika lediglich auf 2 % des nutzbaren Erzeugungspotenzials zurückgreifen muss und nicht im Entferntesten an die Grenzen der nutzbaren regenerativen Stromerzeugungspotenziale der Region kommt. Wie aber bereits problematisiert, bedeutet eine Nutzung des Potenzials der gesamten Region die Einbeziehung auch heute zum Teil politisch instabiler Länder in Nordafrika und Osteuropa. Ein einfacher Weg, der die Ressourcenbeschränkung der rein nationalen Versorgung und die Risiken und Schwierigkeiten eines großen europäisch-nordafrikanischen Verbundes vermeidet, scheint eine trilaterale Kooperation mit den Nachbarländern Dänemark und Norwegen darzustellen, die über erhebliche zusätzliche kostengünstige regenerative Erzeugungspotenziale im Bereich der Windenergie und im Fall von Norwegen über die besten Speichermöglichkeiten in Europa verfügen. Der SRU sieht es daher als sachlich angemessen an, mithilfe von drei verschiedenen Szenariofamilien die möglichen Optionen einer regenerativen elektrischen Vollversorgung zu beleuchten. Wie in Kapitel 2.3 erläutert, wurden daher folgende Szenariofamilien untersucht:

- eine regenerative elektrische Vollversorgung ausschließlich aus deutschen Potenzialen (DE) (Szenario 1.a und 1.b)
- eine regenerative elektrische Vollversorgung des Staatenverbundes Deutschland–Dänemark–Norwegen (DE–DK–NO) (Szenario 2.1.a, 2.1.b, 2.2.a und 2.2.b) und
- eine regenerative elektrische Vollversorgung im Rahmen eines Verbundes der Region Europa–Nordafrika in der Abgrenzung des DLR (DE–EUNA) (Szenario 3.a und 3.b)

Die Spezifikationen der einzelnen Unterszenarien können Tabelle 2-1 in Kapitel 2.3 entnommen werden. Besondere Bedeutung kommt nach Einschätzung des SRU dem Verbund mit Norwegen und Dänemark zu, da dieser gegenüber einer vollständigen Autarkie (vgl. Szenarien 1.a und 1.b) deutliche Kostenreduktionen durch die Vermeidung von Überkapazitäten erlaubt und gleichzeitig mit relativ

begrenztem technischen und politischen Aufwand realisierbar sein dürfte. Zudem könnte ein solcher Verbund den Ausgangspunkt für schrittweise Erweiterungen um weitere Partner bilden, ohne dass als Voraussetzung für die Realisierung einer Zusammenarbeit eine Übereinstimmung zwischen einer Vielzahl von Ländern erzielt werden müsste. Bei den im Folgenden dargestellten Szenarien handelt es sich um technisch-ökonomische Betrachtungen, ungeachtet rechtlicher Betrachtungen. Eine rechtliche Prüfung findet im Rahmen des Sondergutachtens statt.

### 3.2.1 **Die theoretische Variante: eine rein deutsche regenerative elektrische Vollversorgung**

10. Auch wenn es als sehr unwahrscheinlich angesehen werden kann, dass Deutschland eine regenerative elektrische Vollversorgung ohne jeden Elektrizitätsaustausch mit Nachbarländern realisieren wird, stellt dieser Fall doch die höchsten Anforderungen an eine rein auf regenerativen Energiequellen basierende Elektrizitätsversorgung. Damit ist es der anspruchsvollste Test, welchem man die Hypothese des SRU unterziehen kann, dass eine vollständig auf regenerativen Energiequellen basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 möglich ist. Wenn gezeigt werden kann, dass eine solche Versorgung mit den nachhaltig nutzbaren Potenzialen regenerativer Energieträger in Deutschland möglich ist, so ist jedes weitere Szenario, das Nachbarländer auf der Basis der gleichen Restriktionen einbezieht, in der Regel einfacher zu realisieren, da mit einer Vergrößerung des betrachteten Gebietes ergänzende Erzeugungs- und Speicherpotenziale hinzukommen, wie dies die Betrachtungen zum Potenzial der Gesamtregion Europa und Nordafrika in Abschnitt 3.1.2 gezeigt haben. Da ein Szenario, das Deutschland als „elektrische Insel“ betrachtet jedoch einen theoretischen, in der Praxis extrem unwahrscheinlichen Fall darstellt, bei dem zudem die rechtliche Dimension nicht untersucht worden ist, werden die Ergebnisse der Berechnungen zu den Szenarien 1.a (DE 100 % SV-500) und 1.b (DE 100 % SV-700) im Folgenden nur kurz dargestellt. Da viele der getroffenen Annahmen für alle Szenarien gelten, werden diese im Folgenden am Beispiel der Szenarien 1.a und 1.b erläutert.

Das Basisszenario der regenerativen elektrischen Vollversorgung Deutschlands geht von einer Referenznachfrage von gut 500 TWh/a im Jahr 2050 aus (genau 509 TWh). Aufgrund von eigenen Berechnungen des DLR zu anderen Zielszenarien für das Jahr 2050 wurde von einer zu befriedigenden Elektrizitätsnachfrage von genau 509 TWh/a im Jahr 2050 ausgegangen, um den erforderlichen gleichzeitig entstehenden Rechenaufwand zu minimieren. Die Elektrizitätsnachfrage wird für alle Szenariorechnungen anhand eines typischen (historischen) Jahreslastgangs in ihrer stündlichen Entwicklung abgebildet. Mithilfe des REMix-Modells des DLR wird unter Einbeziehung von Speichermöglichkeiten und unter Zugrundelegung der in Kapitel 2 erläuterten Kostenannahmen ein optimaler regenerativer Elektrizitätsmix zur Befriedigung

der stündlichen Nachfrage berechnet. Für die Speichermöglichkeiten wird auf der Basis von EHLERS (2005), der die Verfügbarkeit entsprechender Salzformationen für die Anlage von Speicherkavernen untersucht hat, angenommen, dass in Deutschland Luftdruckspeichervolumina entsprechend einem elektrischen Speichervolumen von maximal 3,5 TWh bereitgestellt werden könnten. Diese Annahme bedarf der weiteren Erhärtung durch zusätzliche Untersuchungen.

Deutsche Pumpspeicherkraftwerke werden in die Speicherung fluktuierender Einspeisungen nur in geringem Umfang (ca. 1 GW) einbezogen, da unterstellt wird, dass der größte Teile der vorhandenen deutschen Kapazitäten von circa 7 GW für den Bereich der Netzdienstleistungen (wie Minutenreserve und Frequenzhaltung) genutzt wird. Diese Annahme muss vor dem Hintergrund der bereits heute geübten Praxis, Pumpspeicher auch zur Spitzenlastbereitstellung zu nutzen, als sehr konservativ qualifiziert werden.

Wie Abbildung 3-6 zeigt, kann mit dem in Deutschland nutzbaren regenerativen Elektrizitätserzeugungspotenzial unter Zuhilfenahme von Druckluftspeichern zu jeder Stunde des Jahres die Stromnachfrage gedeckt werden, ohne auch nur eine Kilowattstunde Elektrizität zu importieren. Um diese Stromversorgung sicherzustellen, werden von 33 GW installierter Onshore-Windenergieleistung circa 76 TWh/a Elektrizität erzeugt, von 73 GW installierter Offshore-Windenergieleistung circa 317 TWh/a bereitgestellt und von 86 GW installierter Leistung von Photovoltaikanlagen circa 88 TWh/a Elektrizität beigesteuert. Einen ähnlich großen Beitrag leistet die Biomasse mit 71 TWh/a aus einer installierten Kapazität von 33 GW. In diesem Szenario wird unter der sehr theoretischen Bedingung einer elektrischen Autarkie Deutschlands das gesamte Biomassepotenzial für die Stromerzeugung genutzt. Die feste Biomasse kommt hierbei mit großer Kapazität aber geringen Betriebsstunden (ca. 1.660 Volllaststundenäquivalente pro Jahr) im Bereich der Spitzenlast zum Einsatz, wie auch Abbildung 3-6 anschaulich zeigt. Dies ist auf die gute Speicherbarkeit der Biomasse und die beschränkte Verfügbarkeit anderer Speicher zurückzuführen. Die Wasserkraft, die gegenüber heute praktisch nicht weiter ausgebaut wird, steuert knapp 25 TWh/a aus circa 4,5 GW installierter Leistung bei. Eine Übersicht über die Ergebnisse des Szenarios 1.a (509 TWh/a) und des Szenarios 1.b (700 TWh/a) gibt Tabelle 3-1.

Insgesamt werden für eine Stromnachfrage von 509 TWh/a insgesamt 580 TWh/a in Deutschland produziert. Hiervon werden circa 51 TWh/a in Druckluftspeichern eingespeichert. Nach Speicher- und Umwandlungsverlusten werden davon der Nachfrage zeitversetzt 34 TWh/a wieder zur Verfügung gestellt. Pumpspeicher werden dazu eingesetzt, insgesamt circa 1,2 TWh/a einzuspeichern und circa 1 TWh/a im Laufe des Jahres wieder auszuspeichern. Insgesamt kommt es zu einer nicht genutzten Überproduktion von gut 53 TWh/a, die in der Regel im Bereich der Windenergie aberegelt werden kann. Einer Spitzenlast von circa 81 GW in der Stunde der höchsten Nachfrage steht eine installierte Gesamtleistung von

230 GW primärer Erzeugungsleistung und eine zusätzliche sekundäre Erzeugungsleistung der Speicherkraftwerke von 32 GW gegenüber. Für die gesamte Elektrizitätsversorgung entstehen einschließlich aller annuitätisch gerechneten Kapitalkosten Kosten von 45,9 Mrd. €a in Preisen von 2009. Dies entspricht durchschnittlichen Erzeugungskosten von 0,090 €/kWh oder 90 €/MWh. Tabelle 3-1 zeigt alle Informationen zu den eingesetzten Leistungen, produzierten Elektrizitätsmengen, jährlichen Kosten und den spezifischen Kosten im Szenario 1.a (und 1.b) im Überblick.

Erhöht man die angenommene Bruttostromnachfrage auf 700 TWh/a und skaliert die Lastkurve um diese Erhöhung in ihren stündlichen Werten nach oben, so erhält man die anspruchsvollste Szenariovariante, die im Zusammenhang dieser Stellungnahme untersucht wurde (Szenario 1.b). Mit einer derartig hohen Elektrizitätsnachfrage ist im Jahr 2050 nur zu rechnen, wenn die sich bisher abzeichnenden Einsparbemühungen nur geringe Erfolge zeigen und wenn gleichzeitig der gesamte motorisierte Individualverkehr (PKW) auf elektrische Antriebe umgestellt wird (vgl. WIETSCHHEL und DALLINGER 2008) und diese Antriebsenergie auch über regenerativ erzeugten Strom aus Deutschland bereitgestellt werden muss.

Die in Abbildung 3-1 in Abschnitt 3.1.1 wiedergegebene Potenzialkostenkurve der regenerativen Energiequellen in Deutschland lässt vermuten, dass bei Nachfragen im Bereich von 700 TWh/a auch deutlich teurere Optionen wie die elektrische Nutzung der Geothermie zum Einsatz kommen. Abbildung 3-7 bestätigt diesen Zusammenhang auch in der stündlichen Optimierung. Geothermie wird fast über das ganze Jahr mit hoher Leistung zur Stromerzeugung herangezogen und erzeugt aus einer installierten Leistung von 18,3 GW eine elektrische Arbeit von 147,1 TWh/a. Mit durchschnittlichen Kosten von 202 €/MWh liegt diese Stromerzeugung allerdings weit über den durchschnittlichen Erzeugungskosten des 509 TWh/a-Szenarios. Insgesamt wird die Erzeugungsleistung gegenüber dem Basisszenario 1.a (509 TWh/a) von 230 auf 283 GW gesteigert, um die deutlich höhere Nachfrage mit einer Spitzenlast von gut 112 GW decken zu können. Diese Steigerung umfasst neben der neuen geothermischen Leistung eine Erhöhung der Erzeugungsleistung der Photovoltaik von circa 86 GW auf circa 110 GW, eine Ausweitung der Windenergiekapazitäten im Onshore-Bereich von circa 33 auf circa 39 GW und eine Erhöhung der Biomasseleistung von circa 33 auf circa 38 GW. Die Erhöhung der Biomasseleistung führt aufgrund der bereits im Szenario 1.a erreichten Kapazitätsgrenze von 71 TWh/a nicht zu einer Erhöhung der Produktion. Sie dient ausschließlich der Abdeckung höherer Lastspitzen durch den Einsatz fester Biomasse. Die Nutzungsstunden reduzieren sich von 1.660 Volllaststundenäquivalenten in Szenario 1.a auf circa 1.450 h/a. Auch die Kapazitäten im Bereich der Luftdruckspeicher (CAES) werden von 32 auf 37 GW erhöht. Abbildung 3-7 zeigt sehr deutlich, wie die geothermische Elektrizitätserzeugung als neuer Sockel die Erzeugungsleistung gegenüber dem Szenario 1.a (509 TWh/a) erhöht. Trotz der deutlich gesteigerten Erzeugungskapazitäten reduziert

sich die Überproduktion von 53 TWh/a im Szenario 1.a | auf 45 TWh/a im Szenario 1.b.  
 Abbildung 3-6

**Szenario 1.a: Selbstversorgung, 509 TWh/a**

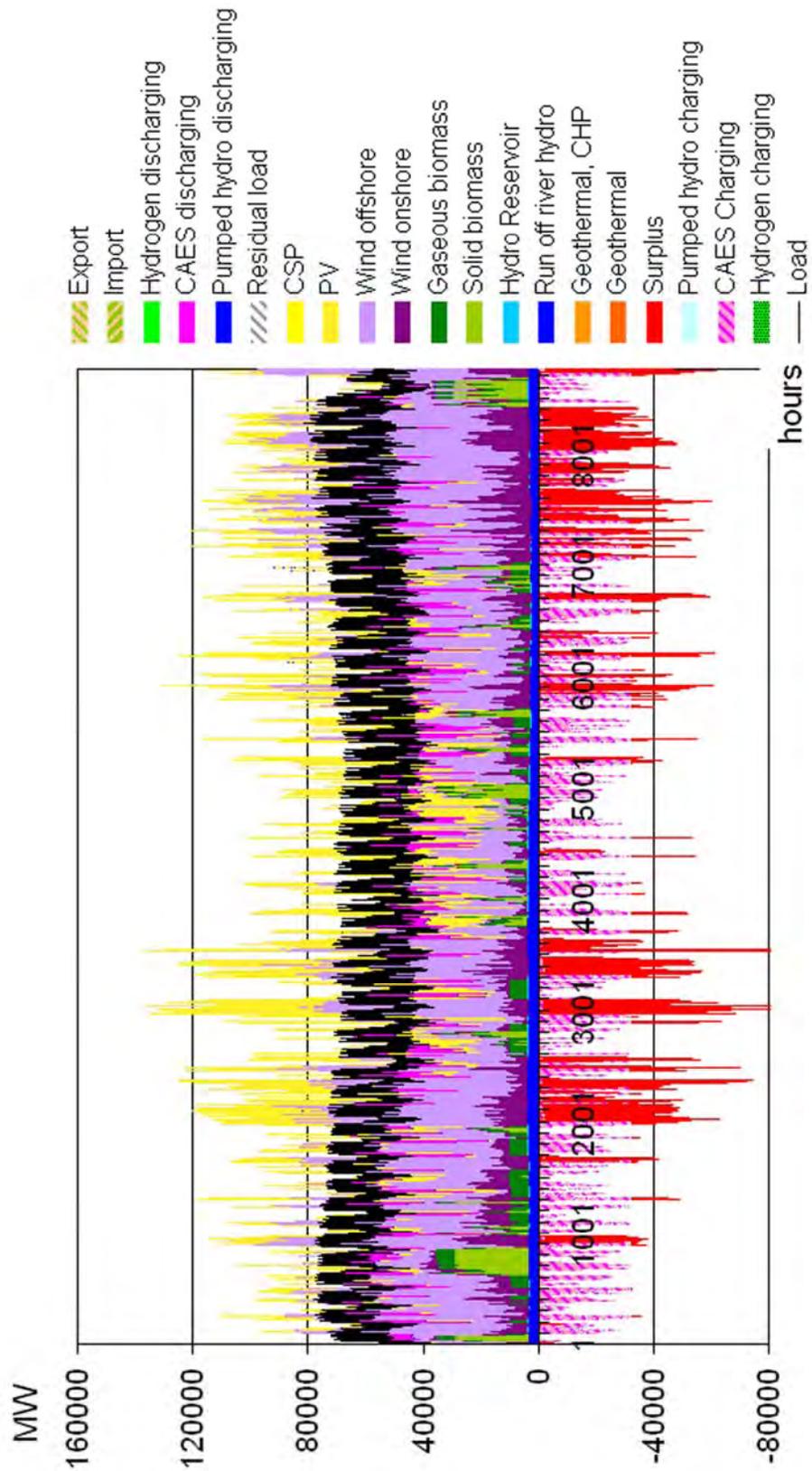


Tabelle 3-1

**Szenario 1.a und 1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

	Genutzte Leistung		Produktion		Kosten			
	GW max		TWh/a		Mio. €a		ct/kWh	
Genutzte Energiequelle/-technologie für Szenario	1.a	1.b	1.a	1.b	1.a	1.b	1.a	1.b
Photovoltaik	85,9	109,6	87,9	112,2	7.798	9.957	8,9	8,9
Solarthermische Stromerzeugung								
Windenergie – Onshore	33,1	39,5	76,0	90,6	3.578	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	13.056	13.057	4,1	4,1
Geothermie								
Geothermie mit KWK	0,0	18,3	0,0	147,1	0	29.696	0,0	20,2
Feste Biomasse	26,8	30,8	44,5	44,5	11.664	12.734	26,2	28,6
Feste Biomasse mit KWK	0,0		0,0					
Biogas	0,0		0,0					
Biogas mit KWK	6,6	6,7	26,6	26,6	4.687	4.745	17,6	17,8
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,4	0,4	2,3	2,3	119	119	5,3	5,3
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>230</b>	<b>283</b>	<b>579,5</b>	<b>766</b>	<b>42.239</b>	<b>75.911</b>	<b>7,3</b>	<b>9,9</b>
Import von Elektrizität	0	0	0,0	0	0			
Export von Elektrizität	0	0	0,0	0	0			
Speicherung von Elektrizität								
Pumpspeicher – Speicherung	0,5	0,6	1,2	1,4				
Pumpspeicher – Erzeugung	0,5	0,6	1,0	1,1	68	85	7,1	7,7
Druckluftspeicher – Speicherung	32	37	50,5	60,3				
Druckluftspeicher – Erzeugung	32	37	33,5	39,7	3.654	4.660	10,9	11,7
Wasserstoff – Speicherung	0	0,0	0,0	0,0				
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung	0	0,0	0,0	0,0				
Speicherverluste			17,2	21				
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81</b>	<b>112</b>	<b>509,0</b>	<b>700</b>	<b>45.960</b>	<b>80.656</b>	<b>9,0</b>	<b>11,5</b>
Überkapazität/-produktion	181	209	53,3	45				

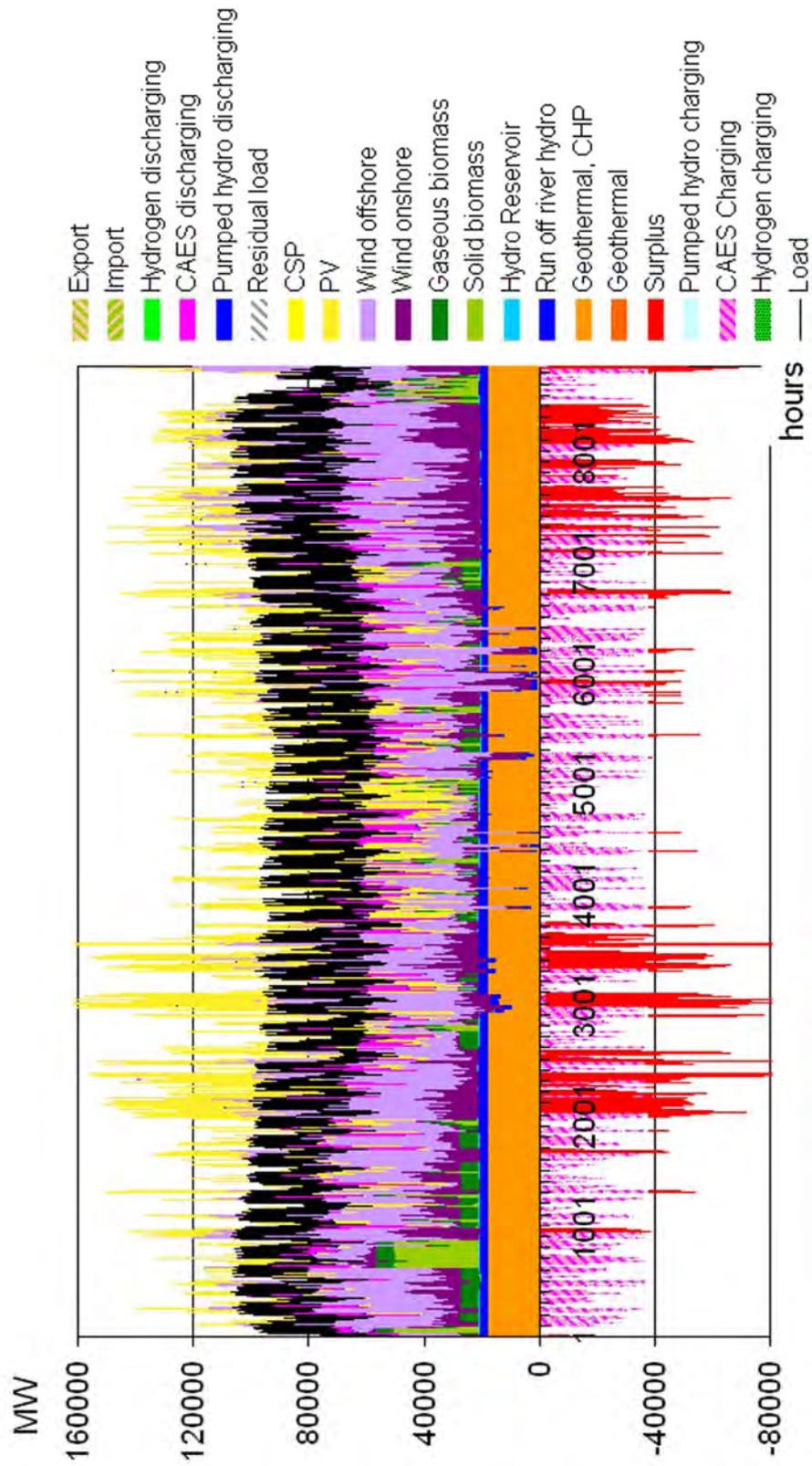
SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 3-1; Datenquelle: DLR 2010

Insgesamt erhöhen sich die jährlichen Gesamtkosten von gut 46 Mrd. Euro auf knapp 81 Mrd. Euro, wobei der größte Teil der Kostensteigerung auf die geothermische Elektrizitätserzeugung mit fast 30 Mrd. Euro entfällt. Die

Kosten pro kWh steigen durch die notwendige Einbeziehung sehr teurer Erzeugungsoptionen von 0,09 auf 0,115 €/kWh.

Abbildung 3-7

**Szenario 1.b: Selbstversorgung, 700 TWh/a**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-7; Datenquelle: DLR 2010

### 3.2.2 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark

#### 3.2.2.1 Nationale Vollversorgung mit ausgeglichener Export-, Importbilanz

11. Vor dem Hintergrund der bereits heute erreichten internationalen Verflechtung und Zusammenarbeit in der europäischen Elektrizitätserzeugung erscheinen Szenarien, die eine regenerative Vollversorgung ausschließlich auf der Basis einer deutschen Stromversorgung sicherstellen, weit über das notwendige Ziel einer politisch stabilen Versorgung hinauszugehen. Die Szenarien 1.a und 1.b sind daher eher als Beleg dafür anzusehen, dass selbst extrem anspruchsvolle Versorgungsziele durch eine rein regenerative Stromerzeugung sichergestellt werden können. In der Praxis erscheint es eher wahrscheinlich, dass Deutschland mit seinen Nachbarstaaten kooperiert. Ein einfaches Modell für eine solche Kooperation ist ein Verbund mit den Staaten Dänemark und Norwegen (oder Schweden), die selbst bei den größten Skeptikern kaum auf das Misstrauen stoßen dürfte, dass eine solche Zusammenarbeit und gegenseitige Abhängigkeit ein nennenswertes Versorgungsrisiko beinhalten könnte. In den Szenarien der Szenariofamilie 2 wird daher als erste Stufe der Lockerung der regionalen Restriktionen der Szenariofamilie 1 eine regenerative Vollversorgung für den Verbund Deutschland–Dänemark–Norwegen analysiert. Hierbei wird im Fall der Szenarien 2.1.a und 2.1.b angenommen, dass jedes der drei Länder 100 % seiner Elektrizität im Laufe des Jahres selbst produziert, allerdings ist es erlaubt, bis zu 15 % der gesamten Erzeugung auszutauschen, sodass nicht jedes Land in jeder Stunde 100 % seiner Elektrizität erzeugen muss. Dieser Fall wird wieder für Gesamtnachfragen von 509 TWh/a in Deutschland (Szenario 2.1.a) und für 700 TWh/a (Szenario 2.1.b) untersucht. Diese deutschen Elektrizitätsnachfragen entsprechen einer Summe von circa 650 TWh/a (Szenario 2.1.a) bzw. circa 895 TWh/a (Szenario 2.1.b) der Nachfragen aller drei Länder. Eine systematische Übersicht aller untersuchten Szenarien findet sich in Tabelle 2-1 in Kapitel 2.3.

Im Szenario 2.1.a (509 TWh/a in Deutschland) reduzieren sich die Erzeugungskosten gegenüber der rein deutschen Versorgung von 0,09 auf 0,07 €/kWh, da der Austausch von Elektrizität und speziell die Nutzung der norwegischen Pumpspeichermöglichkeiten eine Reduktion der Erzeugungsleistung von 230 auf 163 GW in Deutschland erlaubt. Durch die Kooperation gelingt es, die überschüssige Produktion von 53 TWh/a auf circa 0,8 TWh/a zu senken. Auch die Kapazität der deutschen Druckluftspeicher lässt sich von 32 auf 18 GW reduzieren. Bemerkenswert ist, dass auf der einen Seite die teuren Erzeu-

gungstechnologien deutlich in ihrer installierten Leistung reduziert werden (Biomasse minus 27 GW, Photovoltaik minus 47 GW), aber gleichzeitig die Kapazität der Windenergieerzeugung im Onshore-Bereich in Deutschland auf ihr vom Modell angenommenes maximales Potenzial von 39,5 GW (plus 6,4 GW) ausgebaut wird. Hintergrund für diese Kapazitätserhöhung ist die kostengünstige Möglichkeit der Pumpspeicherung in Norwegen im Rahmen des Ausgleichs innerhalb des Verbundes der drei Staaten. Allerdings verringert sich die Nutzung der in Deutschland installierten Druckluftspeicher gegenüber dem vergleichbaren Szenario 1.a, sodass sich die spezifischen Speicherkosten von 0,109 auf 0,276 €/kWh erhöhen. Auch hier macht sich die Konkurrenz der günstigeren Pumpspeichermöglichkeiten in Norwegen bemerkbar, die zu dieser schlechteren Speicherauslastung in Deutschland führt. Auch die Biomasse kann aus ihrer Funktion als Speicher, die sie mit ihrem Einsatz in den Autarkieszenarien 1.a und 1.b hatte, abgezogen werden. Sobald die Anbindung der norwegischen Speicher erfolgt, wird auch die feste Biomasse nur noch in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt und die Betriebsstunden der Anlagen erhöhen sich auf 6.840 Volllaststundenäquivalente im Jahr.

Tabelle 3-2 zeigt die Ergebnisse zu den Szenarios 2.1.a und b im Überblick. Es ist anzumerken, dass die auftretenden Verluste beim internationalen Transport und der Speicherung von Elektrizität außerhalb Deutschlands für den Reimport so berechnet sind, dass diese Verluste außerhalb Deutschlands durch zusätzliche Erzeugung ausgeglichen werden. Die angesetzten Kosten für den Reimport beinhalten die Kosten für den internationalen Transport in beide Richtungen, die Kosten für eine Speicherung (Pumpspeicher in Norwegen) und die Kosten für eine Erzeugung der Ausgleichsenergie für die Verluste (Windenergie in Norwegen).

Abbildung 3-8 zeigt die Erzeugung in der gesamten Region DE–DK–NO im Zieljahr 2050. Hierbei fallen unmittelbar der hohe Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und die häufige hohe Speicherleistung im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke auf, die praktisch ausschließlich norwegische Kapazitäten darstellen. Die primäre Elektrizitätserzeugung wird klar von der Windenergie dominiert.

In Deutschland wird in diesem Szenario, wie Abbildung 3-9 am Beispiel des Monats März zeigt, in erheblichem Umfang kurzfristig Strom ex- und importiert. Die hohen Windeenergieleistungen führen zu höheren Erzeugungsspitzen als im Szenario 1.a. Dafür schrumpfen die Beiträge von Biomasse und Photovoltaik deutlich. Es lässt sich sehr deutlich sehen, wie zu Zeiten erhöhter Produktion Elektrizität exportiert und kurze Zeit später bereits wieder importiert wird, sobald die Erzeugung aus Windenergie deutlich nachlässt. Im Vergleich zum Szenario 1.a werden die deutschen Druckluftspeicher nur noch relativ selten in Anspruch genommen.

Tabelle 3-2

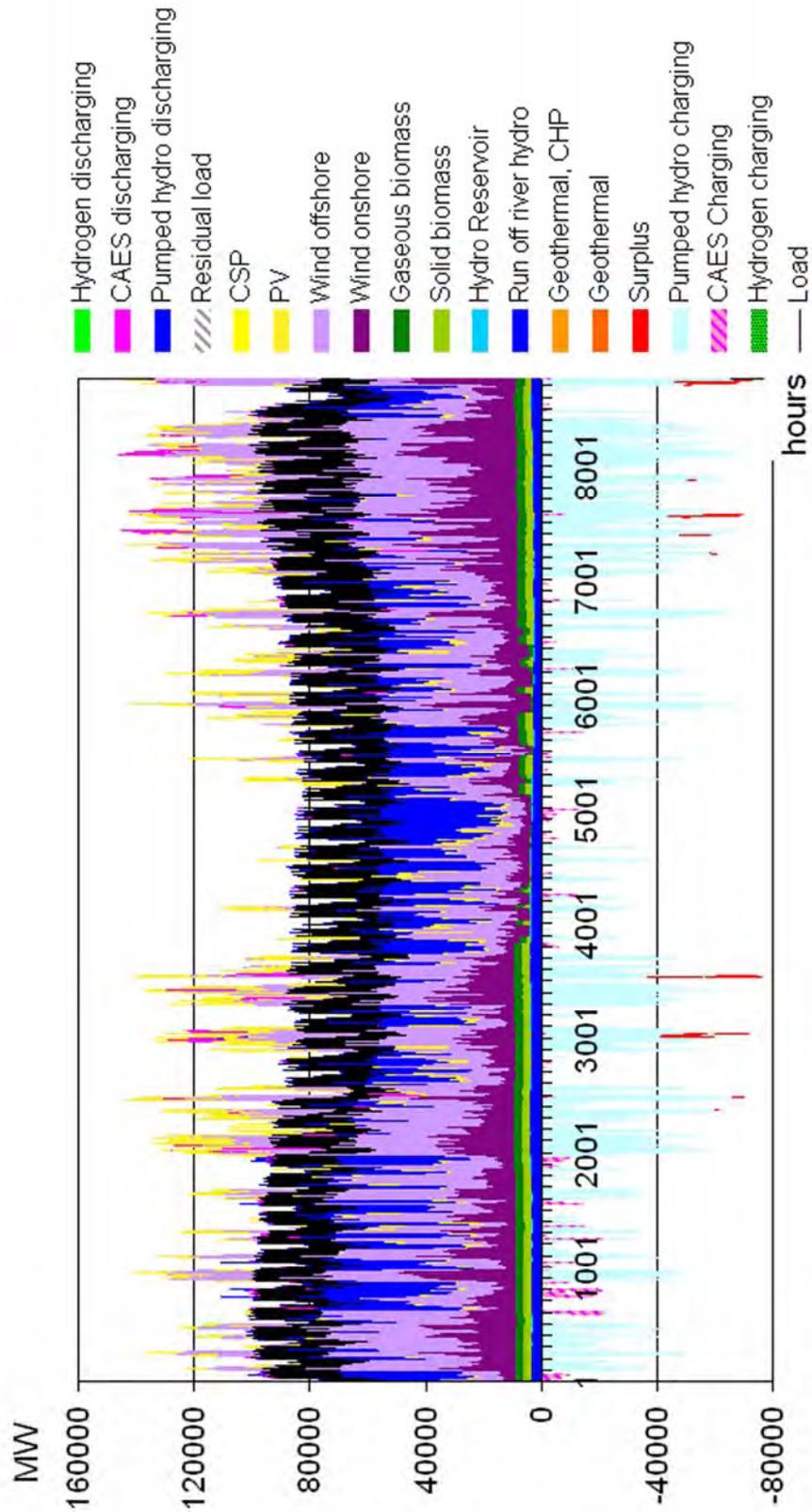
**Szenario 2.1.a und 2.1.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

	Genutzte Leistung		Produktion		Kosten			
	GW max		TWh/a		Mio. €/a		ct/kWh	
Genutzte Energiequelle/-technologie für Szenario	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b	2.1.a	2.1.b
Photovoltaik	40,9	109,6	41,9	112,2	3.714	9.957	8,9	8,9
Solarthermische Stromerzeugung								
Windenergie – Onshore	39,5	39,5	90,6	90,6	4.267	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	13.057	13.057	4,1	4,1
Geothermie								
Geothermie mit KWK		14,4		119,8		23.314		19,5
Feste Biomasse								
Feste Biomasse mit KWK	2,5	3,0	17,1	17,1	1.983	2.249	11,6	13,2
Biogas								
Biogas mit KWK	2,4	2,9	17,1	17,1	1.495	1.741	8,7	10,2
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	92	92	4,0	4,0
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>162,9</b>	<b>247,0</b>	<b>511,2</b>	<b>701,3</b>	<b>25.944</b>	<b>56.013</b>	<b>5,1</b>	<b>8,0</b>
Export von Elektrizität zur Speicherung			122,8	103,1				
Verluste durch Transport und Speicher bei Reimport			46,4	48,2				
Reimport von Elektrizität	0,0	0,0	76,4	103,1	8.406	11.304	11,0	11,0
Speicherung von Elektrizität								
Pumpspeicher – Speicherung	1,2	1,2	1,0	0,8				
Pumpspeicher – Erzeugung	1,2	1,2	0,8	0,6	171	170	21,4	28,3
Druckluftspeicher – Speicherung	18,1	23,5	5,7	4,0				
Druckluftspeicher – Erzeugung	18,1	23,5	4,3	3,0	1189	1466	27,6	48,9
Wasserstoff – Speicherung	0,0	0,0	0,0	0,0				
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0				
Speicherverluste			1,6	1,2				
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81,0</b>	<b>111,4</b>	<b>509,4</b>	<b>700,1</b>	<b>35709</b>	<b>68953</b>	<b>7,0</b>	<b>9,8</b>
Überkapazität/-produktion	101,2	160,3	0,8	2,7				

SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 3-2; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-8

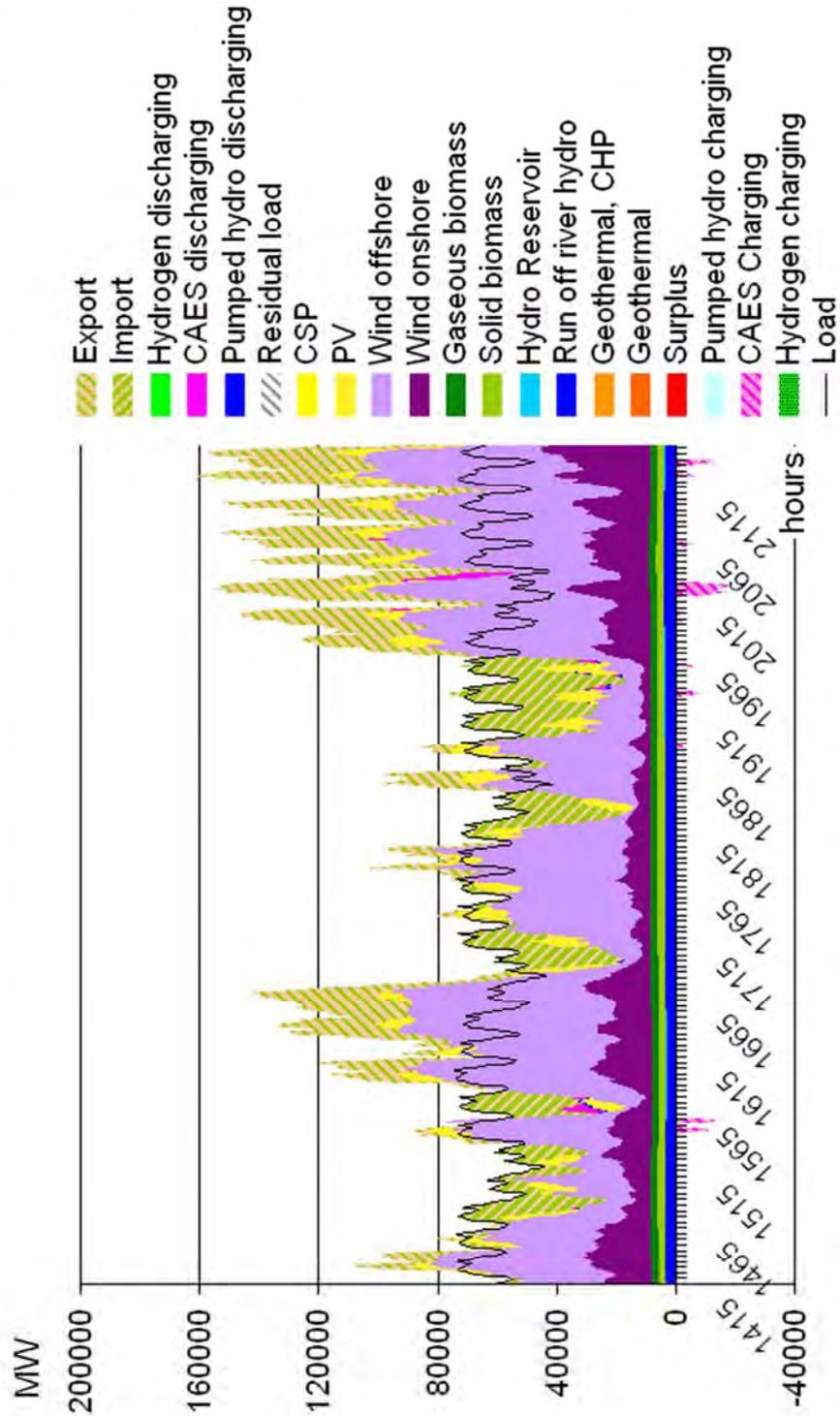
**Szenario 2.1.a: Verbund DE-DK-NO (nur Austausch),  
Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-8; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-9

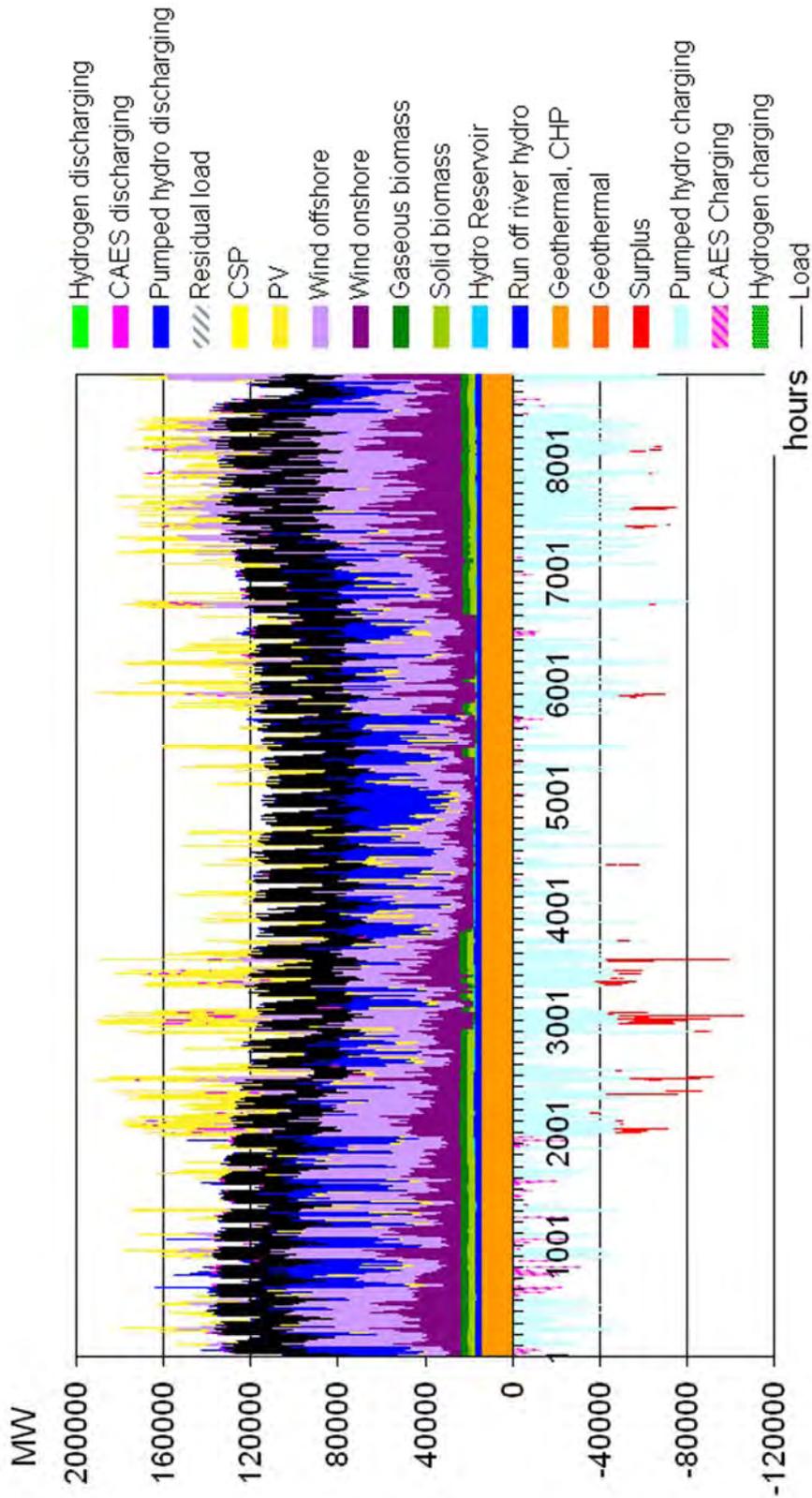
**Szenario 2.1.a: Deutschland im Verbund DE-DK-NO  
(nur Austausch), 509 TWh/a, Erzeugung, Export und Import  
im Monat März**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-9; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-10

**Szenario 2.1.b: Verbund DE-DK-NO (nur Austausch),  
Nachfrage DE 700 TWh/a, Gesamtverbund**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-10; Datenquelle: DLR 2010

Im Szenario 2.1.b wird die Situation für die in Deutschland analog zum Szenario 1.b auf 700 TWh/a erhöhte Elektrizitätsnachfrage untersucht. Wiederum ist lediglich ein Austausch von bis zu 15 % der nachgefragten Elektrizität zwischen den drei Ländern zulässig. Per Saldo müssen über das Jahr 100 % der nachgefragten Elektrizität im eigenen Land produziert werden. Die Erhöhung der Nachfrage in Deutschland auf 700 TWh/a ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Gesamtnachfrage der drei Länder auf circa 895 TWh/a. Gegenüber dem Szenario 2.1.a führt diese Nachfrageerhöhung zu einem Anstieg der durchschnittlichen Elektrizitätskosten von 0,07 auf 0,098 €/kWh. Gegenüber Szenario 1.b, der rein deutschen Versorgung mit einer Stromnachfrage von 700 TWh/a, sinken die Kosten allerdings um circa 0,017 €/kWh. Die Kostensteigerung im Vergleich zum Szenario 2.1.a (509 TWh/a) ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass für die Erzeugung der größeren Elektrizitätsmengen zusätzlich die geothermischen Erzeugungspotenziale in Deutschland mit circa 14,4 GW einbezogen und die Erzeugungskapazitäten der Photovoltaik von 41 auf 110 GW erhöht werden müssen. Auch müssen die deutschen Druckluftspeicherkapazitäten von 18,1 auf 23,5 GW erhöht werden, obwohl dies eine noch schlechtere Auslastung der Druckluftspeicher im Jahresverlauf bedeutet. Die Angaben über die genutzten Leistungen, erzeugten Elektrizitätsmengen sowie die gesamten und spezifischen Kosten können Tabelle 3-2 entnommen werden. Die Erhöhung des Anteils der geothermischen Elektrizitätserzeugung kann man in Abbildung 3-10 sehr deutlich als orange-roten Sockel der Erzeugung erkennen.

### **3.2.2.2 Nationale Versorgung mit einem zulässigen Nettoimport von 15 %**

**12.** In den Szenarien 2.2.a und 2.2.b wird für die Ländergruppe DE–DK–NO die Restriktion aufgegeben, dass 100 % der elektrischen Jahresarbeit im eigenen Land produziert werden müssen. In diesen Szenarien ist es zulässig, dass 15 % der elektrischen Jahresarbeit aus den beiden Partnerländern importiert werden dürfen. Im Szenario 2.2.a wird dabei wiederum eine Nachfrage von 509 TWh/a in Deutschland (entsprechend 650 TWh/a im Verbund) untersucht, während im Szenario 2.2.b eine Nachfragen von 700 TWh/a in Deutschland (entsprechend 895 TWh/a im Verbund) die Basis der Berechnungen darstellt.

Tabelle 3-3 zeigt für das Szenario 2.2.a, dass die Kosten gegenüber dem Szenario 2.1.a (kein Nettoimport, aber Austausch) nur geringfügig von 0,07 auf 0,065 €/kWh sinken, obwohl die in Deutschland installierte Erzeugungskapazität von 163 auf 107 GW gesenkt werden kann. Hierbei entfällt vor allem die photovoltaische Erzeugungskapazität vollständig (- 41 GW) und die im Onshore-Bereich installierte Windenergiekapazität wird auf 25 GW (- 15 GW) reduziert. Da aber der importierte regenerative Strom einschließlich aller Aufwendungen für Zwischenspeicherungen mit 0,148 €/kWh relativ teuer ist, verringern die in Deutschland vermiedenen Investitionskosten die Gesamtkosten kaum.

In Abbildung 3-11, die den Jahresverlauf der Gesamtenergieerzeugung im Dreiländerverbund zeigt, kann man bei einem Vergleich mit Abbildung 3-8 (Szenario 2.1.a) erkennen, dass keine Solarenergie mehr zur Deckung der Nachfrage herangezogen wird. Der vergleichsweise teure Einsatz der Photovoltaik wird durch zusätzliche Windenergie und Speicherung ersetzt.

Wird unter den gleichen Randbedingungen (15 % Import aus den beiden anderen Ländern im Verbund) die zu befriedigende Nachfrage auf 700 TWh/a erhöht, so erhält man die Randbedingungen des Szenarios 2.2.b. Wie Tabelle 3-3 zeigt, müssen für die Bereitstellung von 85 % dieser elektrischen Arbeit (595 TWh/a) in Deutschland die Erzeugungskapazitäten mit 234 GW gegenüber dem Szenario 2.2.a (107 GW) mehr als verdoppelt werden, obwohl sich die in Deutschland zu erzeugende elektrische Arbeit von 435 TWh/a nur um 161 TWh/a auf 596 TWh/a erhöht. Die Erhöhung der Leistung erfolgt durch den Ausbau der Photovoltaik auf 110 GW (+ 110 GW), die Erhöhung der Kapazität der Onshore-Windenergie auf 39,5 GW (+ 15 GW) und die Nutzung von 1,8 GW Geothermie. Insgesamt steigen die Kosten von 0,065 €/kWh im Szenario 2.2.a auf 0,072 €/kWh.

Im Vergleich zum Szenario 2.1.b, das keinen Import, sondern nur den Austausch von Elektrizität zulässt, sinken die Kosten allerdings deutlich von 0,098 auf 0,072 €/kWh. Diese Kostenreduktion ergibt sich vor allem aus der deutlich geringeren Kapazität der geothermischen Elektrizitätserzeugung (- 12,6 GW), die im Szenario 2.2.b durch Importe ersetzt werden kann. Ein Vergleich der Abbildungen 3-12 (Szenario 2.2.b) mit Abbildung 3-10 (Szenario 2.1.b) zeigt deutlich den stark geschrumpften Sockel der geothermischen Erzeugung.

Tabelle 3-3

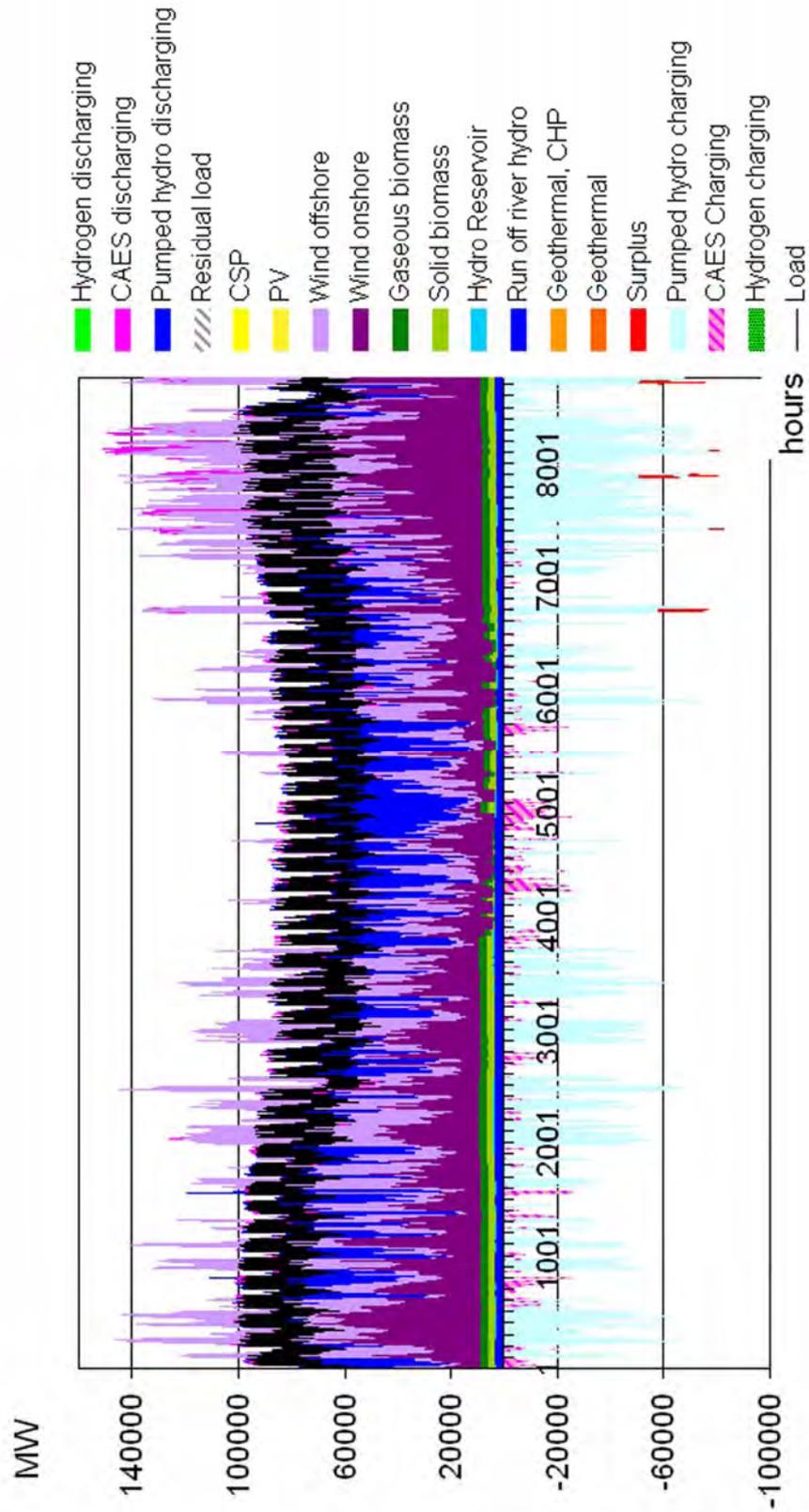
**Szenario 2.2.a und 2.2.b: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

	Genutzte Leistung		Produktion		Kosten			
	GW max		TWh/a		Mio. €a		ct/kWh	
Genutzte Energiequelle/-technologie für Szenario	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b	2.2.a	2.2.b
Photovoltaik		109,6		112,2		9.957		8,9
Solarthermische Stromerzeugung								
Windenergie – Onshore	24,6	39,5	56,5	90,6	2.663	4.267	4,7	4,7
Windenergie – Offshore	73,2	73,2	316,9	316,9	13.057	13.057	4,1	4,1
Geothermie								
Geothermie mit KWK		1,8		14,6		2.842		19,5
Feste Biomasse								
Feste Biomasse mit KWK	2,5	2,6	17,1	17,1	1.960	2.035	11,5	11,9
Biogas								
Biogas mit KWK	2,3	2,5	17,1	17,1	1.471	1.545	8,6	9,0
Laufwasserkraftwerke	4,1	4,1	25,3	25,3	1.337	1.337	5,3	5,3
Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	2,3	2,3	89	89	3,9	3,9
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>107,0</b>	<b>233,6</b>	<b>435,2</b>	<b>596,1</b>	<b>20.576</b>	<b>35.128</b>	<b>4,7</b>	<b>5,9</b>
Nettoimport von Elektrizität			76,4	105,0	11.298	14.091	14,8	13,4
Speicherung von Elektrizität								
Pumpspeicher – Speicherung	0,5	0,9	1,1	0,4				
Pumpspeicher – Erzeugung	0,5	0,9	0,9	0,3	76	125	8,4	41,7
Druckluftspeicher – Speicherung	18,7	23,1	7,0	3,5				
Druckluftspeicher – Erzeugung	18,7	23,1	5,2	2,6	1.228	1.352	23,6	52,0
Wasserstoff – Speicherung								
Wasserstoff Elektrizitätserzeugung								
Speicherverluste	0,0		2,0	1,0				
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81,0</b>	<b>111,4</b>	<b>509,4</b>	<b>700,0</b>	<b>33.178</b>	<b>50.697</b>	<b>6,5</b>	<b>7,2</b>
Überkapazität/-produktion	45,2	146,2	0,5	0,1				

SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 3-3; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-11

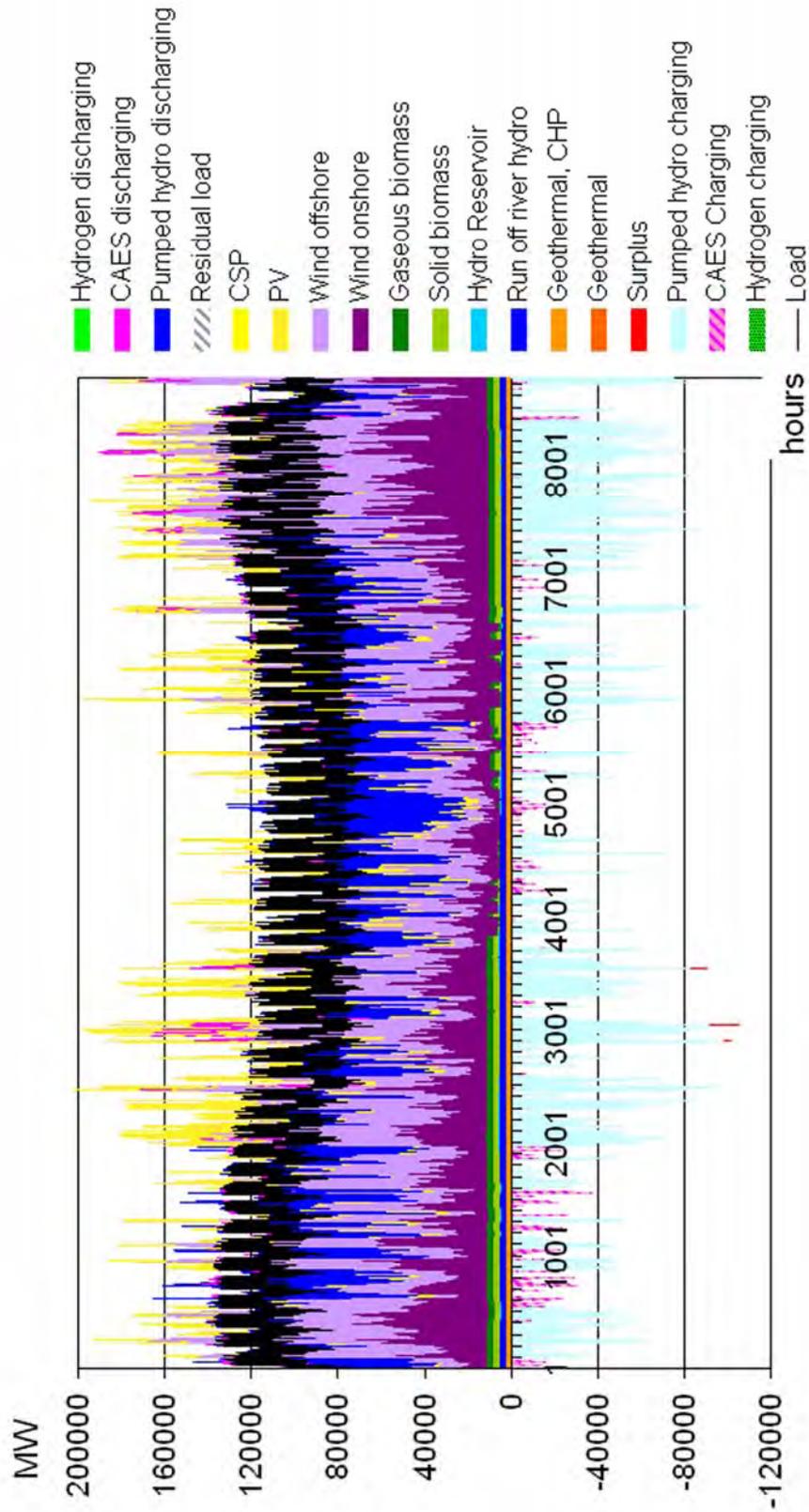
**Szenario 2.2.a: Verbund DE-DK-NO (Nettoimport),  
Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-11; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-12

**Szenario 2.2.b: Verbund DE-DK-NO (Nettoimport),  
Nachfrage DE 700 TWh/a, Gesamtverbund**



SRU/Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 3-12; Datenquelle: DLR 2010

Tabelle 3-4

**Notwendige Transportkapazitäten zwischen den Ländern  
des Versorgungsverbundes DE–DK–NO nach Szenarien in GW**

Verbundene Länder	Szenario			
	2.1.a	2.1.b	2.2.a	2.2.b
	100 % SV/509 TWh	100 % SV/700 TWh	85 % SV/509 TWh	85 % SV/700 TWh
<b>DE–DK</b>	41,9	48,5	47,1	61,6
<b>DK–NO</b>	46,0	54,2	50,0	68,8
SV – Selbstversorgung				

SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 3-4; Datenquelle: DLR 2010

Für den Transport der Elektrizität zwischen den Ländern des Verbundes DE–DK–NO werden im Rahmen der Szenarien 2.1.a bis 2.2.b erhebliche Leitungskapazitäten benötigt, die in den veranschlagten Kosten der Elektrizitätsversorgung bereits berücksichtigt sind. Die Transportkapazitäten werden in diesem Gutachten so ausgewiesen, als ob alle Transporte zwischen Deutschland und Norwegen durch Dänemark verlaufen. In der Realität werden diese Leitungen die Ausschließliche Wirtschaftszone Dänemarks in der Nordsee queren und nur ein kleiner Teil der Leitungen wird über das dänische Festland verlaufen. Tabelle 3-4 zeigt, dass die benötigten Leitungskapazitäten zwischen 42 und 69 GW liegen. Diese Zahlen zeigen, dass auch bei einem reinen Austausch von Elektrizität von maximal 15 % der Jahresarbeit ohne Nettoimporte (Szenario 2.1) bereits bis zu 54 GW Übertragungsleistung zwischen Dänemark und Norwegen erforderlich sind (Szenario 2.1.b), wovon allerdings gut 48 GW auf die Durchleitung von Strom zwischen Deutschland und Norwegen entfallen. Erhöht man den Anteil der erlaubten Importe, so erhöht sich die notwendige Übertragungsleistung, allerdings nur um circa 10 % gegenüber den Szenarien ohne Nettoimporte.

### 3.2.3 Eine regenerative Vollversorgung im Verbund Europa–Nordafrika

13. Wie Abschnitt 3.1.2 gezeigt hat, übersteigt das erschließbare Potenzial regenerativer Energiequellen für einen Regionenverbund zwischen Europa und Nordafrika den absehbaren Verbrauch um das Zwanzigfache. In der Szenariofamilie 3 wird deshalb untersucht, wie sich eine Kooperation innerhalb dieses europäisch-nordafrikanischen Regionenverbundes auf die Situation der deutschen Elektrizitätsversorgung im Jahr 2050 auswirken kann. Es wird wieder angenommen, dass jedes Land des Verbundes mindestens 85 % der im Jahresverlauf nachgefragten elektrischen Arbeit selbst erneuerbar erzeugt und maximal ein Nettoimport von 15 % zulässig ist. Gleichzeitig ist ein Austausch elektrischer Energie (Export und Reimport) zum Zweck der Speicherung im Ausland zulässig. Im Szenario 3.a wird eine Nachfrage von 509 TWh/a in Deutschland betrachtet. Dies entspricht einer Gesamtnachfrage in der Region von circa

5.400 TWh/a. Im Szenario 3.b wird dann eine Nachfrage von 700 TWh/a in Deutschland für das Jahr 2050 untersucht.

Da die Berechnung der Optimierungslösung für einen Verbund von 36 Ländern bzw. Ländergruppen für 8.760 Stunden eines Jahres einen sehr hohen Rechenaufwand benötigt, wurden vom DLR im Fall der Szenarien 3.a und 3.b auf der Basis jeder zweiten Stunde des Jahres gerechnet. Gleichzeitig wurden die Berechnungen in fünf gleich große Intervalle unterteilt, um den Aufwand für die Berechnungen in einem realisierbaren Rahmen zu halten. Dennoch kann ein Berechnungslauf mehrere Tage oder Wochen benötigen. Zum Zeitpunkt der Niederschrift dieses Teilgutachtens (April 2010) liegen für das Szenario 3.b die Berechnungsergebnisse bisher für drei von fünf Intervallen vor. Auf Grund der zu geringen Zahl von Teilergebnissen wird das Szenario 3.b im Folgenden nicht vertieft dargestellt.

In Szenario 3.1 bleiben durch die Erweiterung des Verbundes die Kosten der regenerativen elektrischen Vollversorgung für Deutschland mit 0,065 €/kWh (im Vergleich zu 0,065 €/kWh im Szenario 2.2.a (DE–DK–NO 85 % SV)) etwa konstant. Wie Tabelle 3-5 zeigt, erhöht sich die in Deutschland installierte Erzeugungslleistung von 107 GW im Szenario 2.2.a auf 110 GW durch eine Erhöhung der installierten Onshore-Windenergieleistung von 24,6 auf 28 GW, während die Offshore-Windenergieleistung von 73,2 GW konstant bleibt. Die installierte Leistung und die elektrische Arbeit aus Biomasse und Wasserkraft verändern sich gegenüber dem Szenario 2.2.a nur geringfügig. Bemerkenswert ist, dass die installierte Leistung der deutschen Druckluftspeicher von 18,7 auf 20,7 GW erhöht wird. Mit dieser Speicherkapazität werden im Verlauf des Jahres aus 15,7 TWh/a eingespeicherter Energie 11,8 TWh/a Elektrizität erzeugt. Insgesamt verschlechtert sich die Möglichkeit, die norwegischen Pumpspeicherkapazitäten zu nutzen, da im europäischen Verbund eine große Zahl von weiteren Nutzern für dieses Speicherangebot hinzukommen. Dies erklärt die stärkere Nutzung der deutschen Druckluftspeicherpotenziale. Gleichwohl reichen die norwegischen und die deutschen Speichermöglichkeiten ohne Annahme des Ausbaus der Pumpspeicherkapazitäten

in anderen Ländern des Verbundes Europa-Nordafrika aus, um eine vollständig auf regenerativen Energiequellen basierende Elektrizitätsversorgung Europas zu jeder Stunde des Jahres sicher zu gewährleisten. Es ist zudem anzunehmen, dass zumindest in Schweden, aber auch in Frankreich, Italien, der Schweiz und Österreich eine äh-

liche Erweiterung der schon jetzt erheblichen Speicherkraftwerkskapazitäten erfolgen wird. Im Rahmen dieses Gutachtens wurden entsprechende Möglichkeiten nicht berücksichtigt, da in vielen Fällen erst entsprechende Unterseen gebaut werden müssten, was erfahrungsgemäß auf große Widerstände stoßen kann.

Tabelle 3-5

**Szenario 3.a: Überblick über die eingesetzten Kapazitäten, erzeugten Elektrizitätsmengen, jährlichen und spezifischen Kosten**

Szenario:	3.a		Deutschland 509 TWh/a, 85 % Selbstversorgung, Austausch mit der EUNA-Region		
	Genutzte Leistung		Produktion	Kosten	
	GW max		TWh/a	Mio. €a	ct/kWh
<b>Genutzte Energiequelle/-technologie</b>					
Photovoltaik					
Solarthermische Stromerzeugung					
Windenergie – Onshore	38,3	63,7	4.142	6,5	
Windenergie – Offshore	73,2	316,9	13.057	4,1	
Geothermie					
Geothermie mit KWK					
Feste Biomasse					
Feste Biomasse mit KWK	2,6	17,1	1.986	11,6	
Biogas					
Biogas mit KWK	2,4	17,1	1.489	8,7	
Laufwasserkraftwerke	4,1	20,2	1.337	6,6	
Speicherkraftwerke	0,3	2,3	107	4,7	
<b>Summen/Durchschnitt (brutto)</b>	<b>120,9</b>	<b>437,2</b>	<b>22.117</b>	<b>5,1</b>	
Import von Elektrizität		76,4	11.298	14,8	
Speicherung von Elektrizität					
Pumpspeicher – Speicherung	0,8	1,5			
Pumpspeicher – Erzeugung	0,8	1,2	115	9,3	
Druckluftspeicher – Speicherung	30,6	15,7			
Druckluftspeicher – Erzeugung	30,6	11,8	1.474	12,4	
Wasserstoff – Speicherung					
Wasserstoff – Elektrizitätserzeugung					
Speicherverluste		4,7			
<b>Gesamtnachfrage/-kosten</b>	<b>81,0</b>	<b>509,4</b>	<b>35.004</b>	<b>6,9</b>	
Überkapazität/-produktion	71,3	0,1			

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

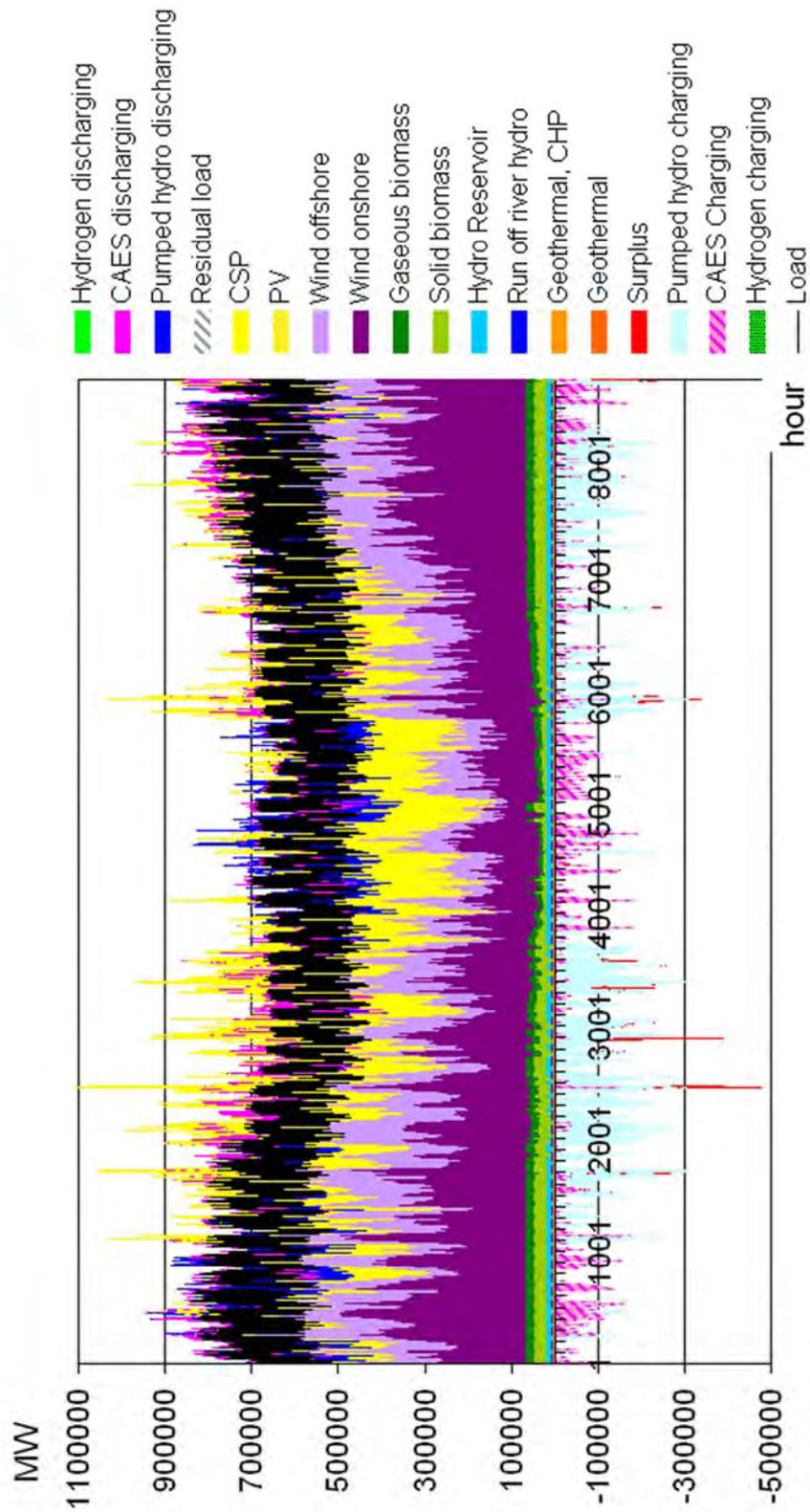
Auch die Erzeugung des Regionenverbundes Europa–Nordafrika (EUNA) wird klar von der Windenergie dominiert. Bei einer zu deckenden Nachfrage von gut 5.400 TWh/a werden aus Windenergie gut 3.400 TWh/a (63 %) der elektrischen Jahresarbeit bereitgestellt. Allerdings kommt durch die Einbeziehung Südeuropas und Nordafrikas ein relativ kostengünstiges Solarenergiepotenzial hinzu, das mit 1.080 TWh/a aus konzentrierenden Solaranlagen (CSP – Concentrated Solar Power) und 575 TWh/a aus photovoltaischen Anlagen (insgesamt ca. 31 % der elektrischen Jahresarbeit) nicht unerheblich zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage der Gesamtregion besonders in den Sommermonaten beiträgt. Abbildung 3-13 zeigt, wie die stündliche Nachfrage durch die Erzeugung im gesamten Regionenverbund gedeckt wird. Zur Bereitstellung einer Jahreshöchstlast von knapp 840 GW wird eine primäre Erzeugungsleistung von knapp 1.380 GW installiert. Zusätzlich wird eine Druckluftspeicherleistung von gut 230 GW und eine Pumpspeicherleistung von gut 100 GW erforderlich, um zu jeder Stunde des Jahres volle Versorgungssicherheit in diesem ausschließlich auf regenerativen Energiequellen basierenden System zu gewährleisten.

Wie bereits aus Tabelle 3-5 ersichtlich, ändert sich die grundlegende Versorgungssituation in Deutschland kaum gegenüber dem Szenario 2.2.a (DE–DK–NO 85 % SV). Auch bei einer Betrachtung der stündlichen Versorgung Deutschlands fällt in Abbildung 3-14 auf, dass Windenergie und der Import von Elektrizität aus der Speicherung von Überschüssen die wesentlichen Beiträge zur Versorgung Deutschlands leisten.

Da die großräumige europäisch-afrikanische Vernetzung nur geringe Vorteile gegenüber der Vernetzung mit Dänemark und Norwegen bietet, aber aufgrund des erforderlichen großräumigen Leitungsnetzausbaus eines erheblich größeren Zeitaufwands bedarf, empfiehlt es sich für Deutschland möglichst bald in Bezug auf eine enge Kooperation mit Dänemark, Norwegen und eventuell auch Schweden aktiv zu werden. Auch wenn Österreich und die Schweiz über erhebliche Speicherwasserkraftpotenziale (zurzeit knapp 30 TWh/a Kapazität der Speicherwasserkraftwerke) verfügen, so sind die skandinavischen Potenziale mit gut 120 TWh/a circa viermal so groß. Außerdem werden die skandinavischen Speichermöglichkeiten aufgrund ihrer Randlage zurzeit von sehr viel weniger Staaten in Anspruch genommen als die alpinen Möglichkeiten.

Abbildung 3-13

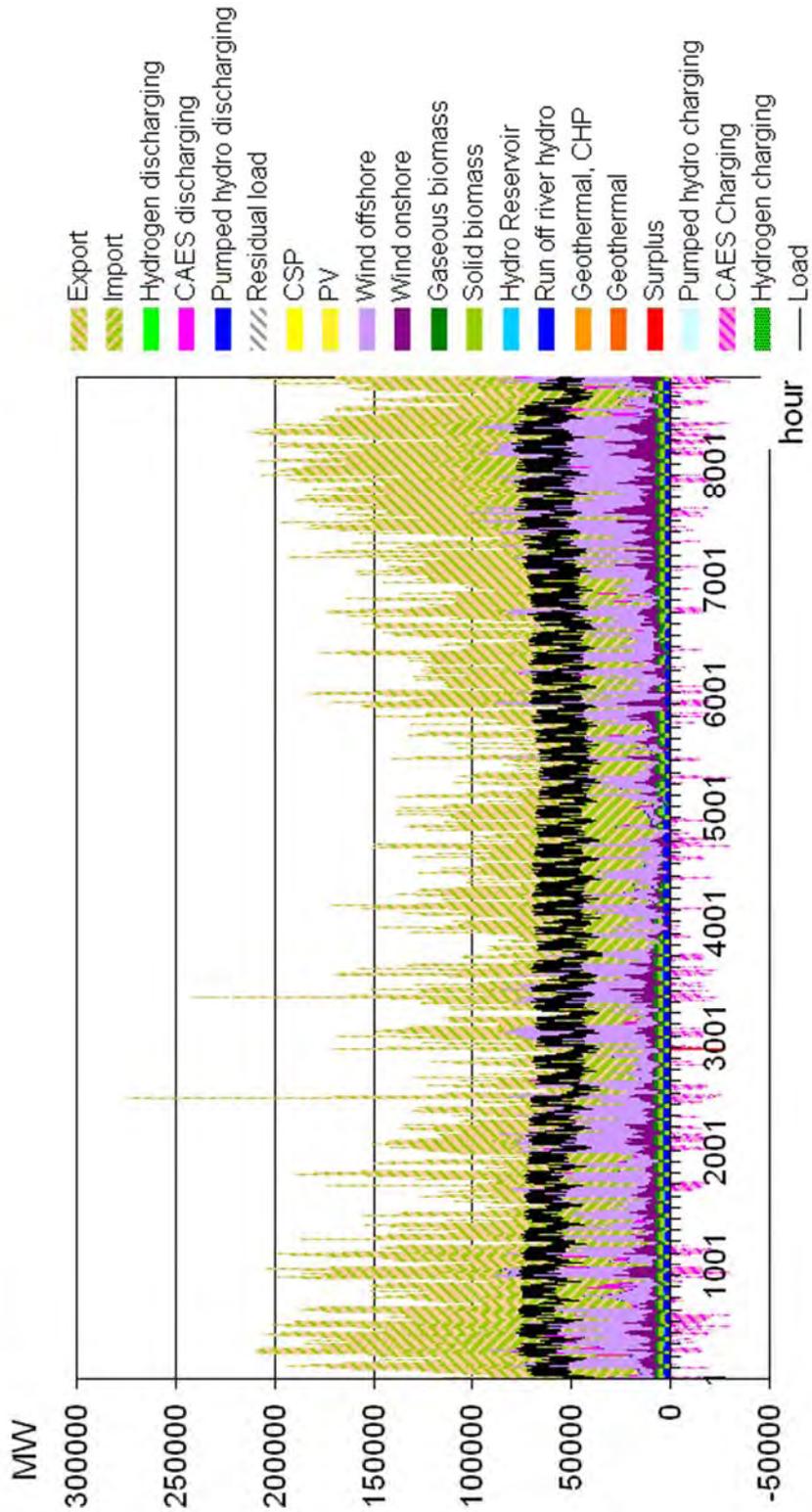
**Szenario 3.a: Verbund DE–EUNA (Nettoimport),  
Nachfrage DE 509 TWh/a, Gesamtverbund**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-13; Datenquelle: DLR 2010

Abbildung 3-14

**Szenario 3.a: Verbund DE–EUNA (Nettoimport),  
Nachfrage DE 500 TWh/a, nur Deutschland**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 3-14; Datenquelle: DLR 2010

## **4 Der Weg: Zeitliche Sequenz der technischen Entwicklung und der notwendigen Entscheidungen**

### **4.1 Zeitliche Dimension des Kapitalstocks**

**14.** Nachdem in Kapitel 3 herausgearbeitet worden ist, wie eine nachhaltige Stromversorgung im Jahr 2050 zu 100 % auf der Basis regenerativer Energiequellen sichergestellt werden kann, ist die Frage zu beantworten, wie ein Entwicklungspfad ausgestaltet werden kann, der ausgehend von der heutigen Situation der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 das angestrebte Zielszenario erreichen kann. Es geht also nicht darum zu prognostizieren, wie sich die derzeitige Stromerzeugung unter den gegebenen Randbedingungen weiterentwickeln wird, sondern darum, aufzuzeigen, auf welchem Pfad die Erreichung des Zielszenarios sichergestellt werden kann.

Ausgangspunkt der Betrachtung ist der existierende deutsche Kraftwerkspark und seine Weiterentwicklung aufgrund der Stilllegung von Kraftwerken am Ende ihrer technischen oder ökonomischen Laufzeit. Aufgrund des Alters jedes einzelnen Kraftwerks und einer unterstellten durchschnittlichen Lebenserwartung ergibt sich für jedes zukünftige Jahr ein verbleibender Kraftwerksbestand mit einer entsprechenden Gesamtleistung. Die grafische Veranschaulichung der zeitlichen Entwicklung des vorhandenen Kraftwerksbestands wird auch als Sterbelinie des Kraftwerksparks bezeichnet. Da Kraftwerke technische Laufzeiten von bis zu 50 Jahren haben, erstreckt sich der Verlauf der Sterbelinien mehrere Jahrzehnte in die Zukunft. Multipliziert man die Leistungen des vorhandenen Kraftwerksbestandes jedes Jahres mit einer unterstellten durchschnittlichen jährlichen Betriebsdauer, die in sogenannten Volllaststundenäquivalenten angegeben wird, so erhält man die mit dem vorhandenen Kraftwerkspark zukünftig noch produzierbaren jährlichen Strommengen. Dieses Produktionspotenzial wird mit der für jedes einzelne Jahr angenommenen zukünftigen Stromnachfrage verglichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass konventionelle Kraftwerke einen nicht unerheblichen Eigenverbrauch haben und dass die erzeugte Elektrizität unter Verlusten zum Endkunden transportiert werden muss. Liegt das Produktionspotenzial unter der zukünftigen Nachfrage, müssen zusätzliche Erzeugungskapazitäten gebaut oder es muss Strom importiert werden, um Versorgungsengpässe vorausschauend zu vermeiden.

Die für konventionelle Wärmekraftwerke angenommenen technischen und praktischen Laufzeiten liegen zwischen 30 und 50 Jahren. In der Regel sind die praktischen

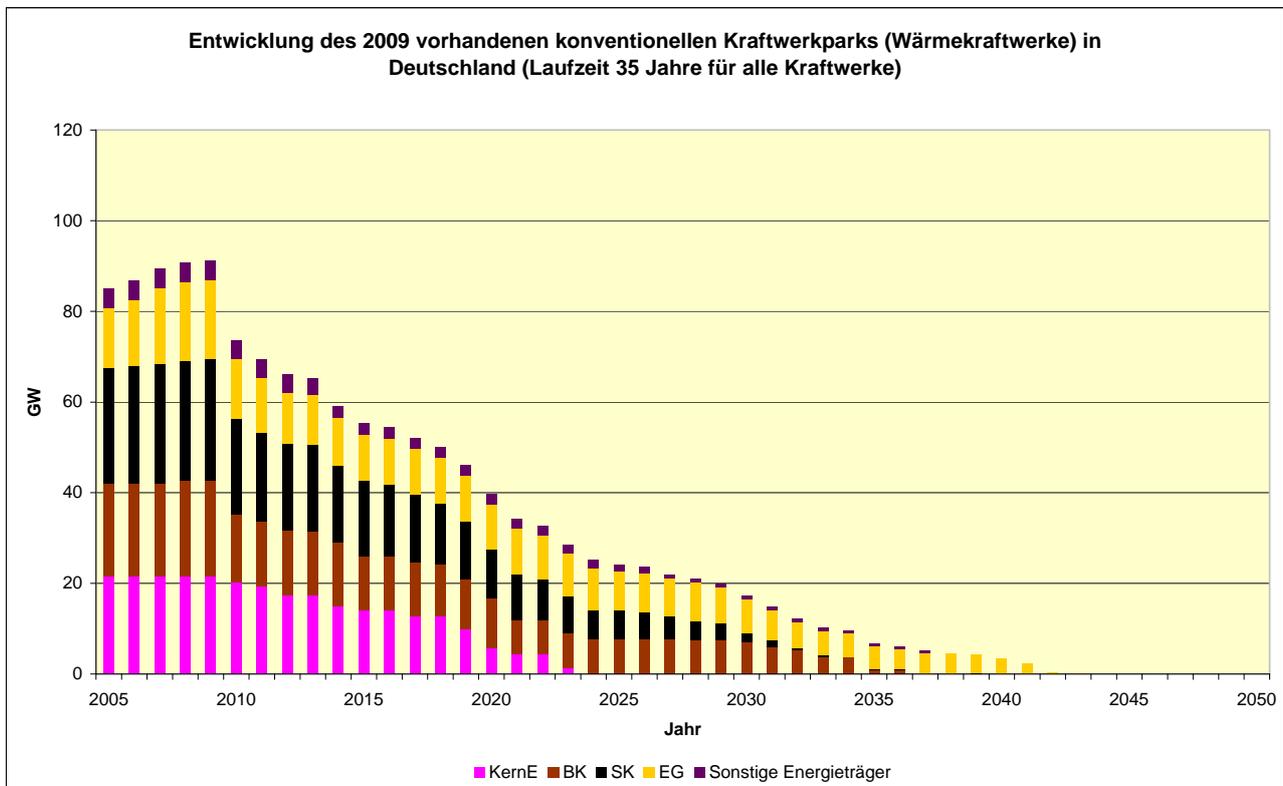
Laufzeiten deutscher Kraftwerke länger als die von Herstellern angegebenen technischen Lebenserwartungen. Hinzu kommt, dass sogenannte Kraftwerksertüchtigungen die möglichen Laufzeiten noch einmal um 20 bis 25 Jahre verlängern können. Für Steinkohle und Braunkohlekraftwerke wird von Laufzeiten zwischen 35 und 45 Jahren ausgegangen (vgl. LORECK 2008, S. 4; MARKEWITZ et al. 1998, S. 40). Für Gaskraftwerke wird häufig von etwas kürzeren Laufzeiten von 30 bis 35 Jahren ausgegangen. Allerdings zeigt die Praxis, dass Gasturbinenkraftwerke durchaus auch über einen Zeitraum von 50 Jahren betrieben werden können (dena 2010, S. 9).

Die für die verschiedenen Kraftwerke in der Literatur pro Jahr angenommenen Volllaststundenäquivalente variieren je nach Einsatzart der betrachteten Kraftwerkstypen über relativ große Bereiche. Auch der praktische Betrieb zeigt im Zeitverlauf abhängig vom konkreten Lastverlauf eines Jahres und der verfügbaren Gesamtheit der Kraftwerke deutliche Abweichungen. So kann eine zurückhaltende Fahrweise von Kernkraftwerken zu deutlich höheren Betriebsstunden bei Braun- und Steinkohlekraftwerken führen. Auch der Anteil der Windenergie im Netz kann einen erheblichen Einfluss auf die praktisch erreichten Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke gerade im Bereich der sogenannten Mittellast haben.

Für die folgenden Berechnungen des Entwicklungspfades 2010 bis 2050 zum Zielszenario des SRU werden relativ kurze Laufzeiten von 35 Jahren für alle vorhandenen und im Bau befindlichen konventionellen Wärmekraftwerke unterstellt (wie auch im Basisszenario von MARKEWITZ et al. 1998, S. 40). Der Begriff „konventionelle Wärmekraftwerke“ fasst dabei alle fossil gefeuerten Kraftwerke und alle Kernkraftwerke zusammen. Nicht zu dieser Kategorie gehören Wasserkraftwerke. Die Annahme kurzer Laufzeiten für zu ersetzende konventionelle Kraftwerke macht einen besonders schnellen Ausbau der regenerativen Energiequellen erforderlich und stellt damit besonders hohe Anforderungen an ein Übergangsszenario auf eine regenerative Vollversorgung. Abbildung 4-1.a zeigt die Entwicklung des Kraftwerksbestands in GW Leistung bei den unterstellten Laufzeiten von 35 Jahren. In der angenommenen Entwicklung des Kraftwerksparks wird darauf verzichtet, Vermutungen über Entwicklungen der politischen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Kernkraftwerken in Deutschland anzustellen. Auch für Kernkraftwerke wird daher eine Laufzeit von 35 Jahren unterstellt. Wie aus Abbildung 4-1.a zu ersehen ist, geht unter dieser Annahme das letzte zurzeit laufende konventionelle Wärmekraftwerk im Jahr 2041 außer Betrieb

Abbildung 4-1.a

**Entwicklung des 2009 vorhandenen konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme­kraftwerke) in Deutschland (Laufzeit 35 Jahre für alle Kraftwerke)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-1.a; Datenquelle: UBA 2009

Der starke Kapazitätsrückgang von 2009 auf 2010 ist darin begründet, dass in 2009 eine Reihe von Kraftwerken in Betrieb war, die bereits älter als 35 Jahre waren. Diese werden entsprechend der Annahme einer maximalen Laufzeit von 35 Jahren zum Jahreswechsel 2009/2010 aus den Berechnungen herausgenommen. In der Realität wird man mit der Außerdienststellung von Kraftwerken erheblich flexibler verfahren, sodass sich der in den Rechnungen für 2010 angenommene Kapazitätsrückgang über mehrere Jahre verteilen würde.

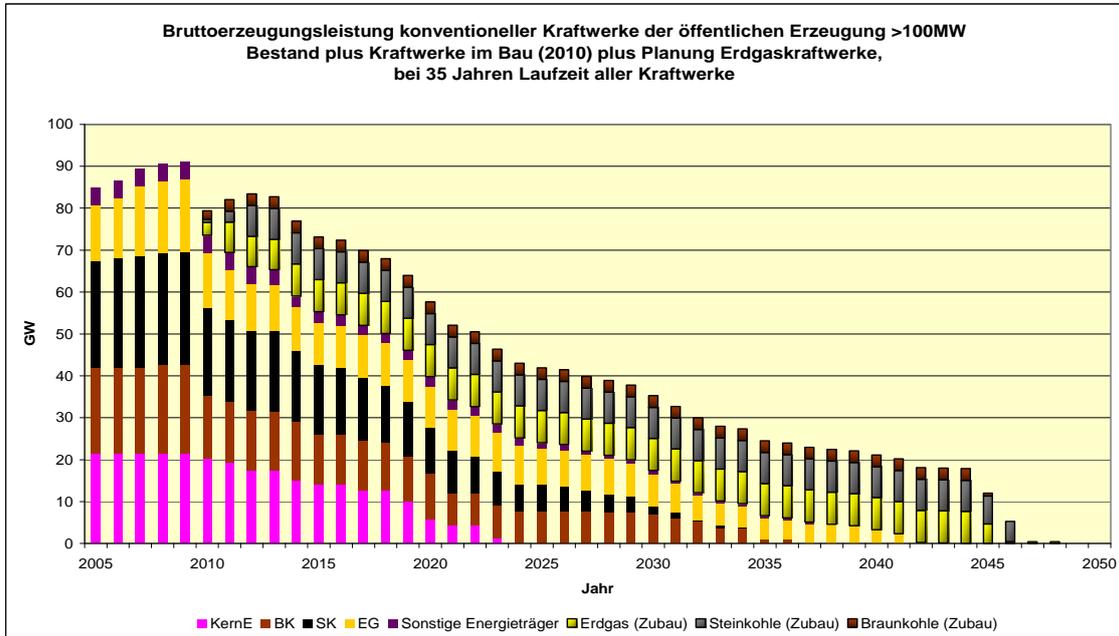
Fügt man die derzeit im Bau befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie die in Bau und Planung befindlichen Gaskraftwerke dem Kraftwerksbestand entsprechend den Planungen der Energieversorgungsunternehmen hinzu, so erhöht sich der Kraftwerksbestand nicht unerheblich um circa 15 GW, wie Abbildung 4-1.b zeigt. Da Gaskraftwerke sowohl besonders flexibel zur Ergänzung großer Anteile variierender Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen eingesetzt werden können, als auch über die niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen aller fossil befeuerten Kraftwerke verfügen, unterstellt der SRU, dass im Fall von Gaskraftwerken nicht nur die im Bau befindlichen Kraftwerke fertig gestellt, sondern auch alle Anfang 2010 in Planung befindlichen Gaskraftwerke noch

gebaut werden. Da Kohlekraftwerke hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen haben, geht der SRU davon aus, dass lediglich die Anfang 2010 im Bau befindlichen Kraftwerke noch fertig gestellt werden, Planungen aber aus Klimaschutzgründen nicht mehr realisiert werden. Das letzte der neu hinzukommenden Wärmekraftwerke geht unter diesen Annahmen im Jahr 2048 außer Betrieb.

Geht man hingegen von einer Laufzeit von 45 Jahren für Kohlekraftwerke aus, so gehen derzeit im Bau befindliche Kohlekraftwerke erst in den Jahren 2055 bis 2057 außer Betrieb. Wie Abbildung 4-2 zeigt, handelt es sich um circa 10 GW Kraftwerkskapazität, die unter der Annahme einer Laufzeit von 45 Jahren im Jahr 2050 noch in Betrieb sind. Nimmt man zusätzlich die bis Februar 2010 veröffentlichten Planungen für Kohlekraftwerke hinzu, so erhöht sich die neu zugebaute Kapazität deutlich auf gut 20 GW Leistung (ohne die abgebrochenen Planungen für die Kohlekraftwerke Kiel (800 MW), Dörpen (900 MW), Lubin (1.600 MW) und Mainz (760 MW)). In diesem Fall geht das letzte konventionelle Wärmekraftwerk erst im Jahr 2059 vom Netz. Abbildung 4-3 zeigt die Entwicklung des Bestands konventioneller Wärmekraftwerke bei Einbeziehung der Kohlekraftwerksplanungen bis zum Jahr 2050.

Abbildung 4-1.b

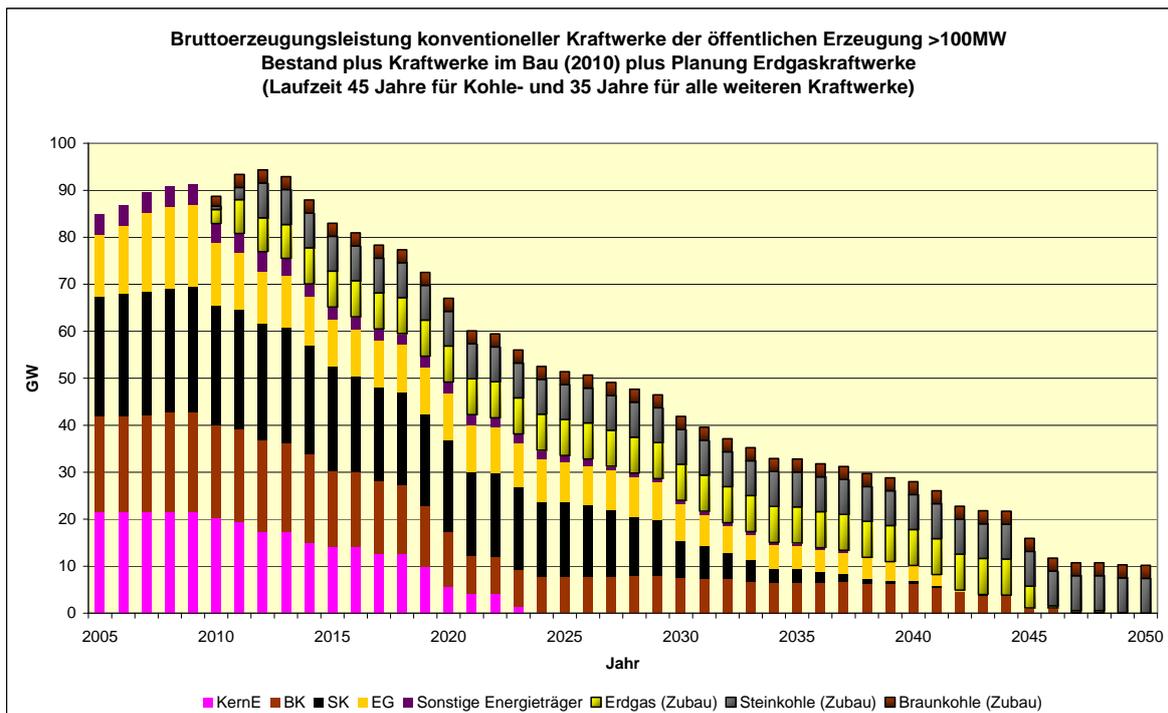
**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme-  
kraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung  
bei einer angenommenen Laufzeit von 35 Jahren für alle Kraftwerke**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-1.b; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Abbildung 4-2

**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs (Wärme-  
kraftwerke) plus Kraftwerke im Bau und Erdgaskraftwerke in Planung  
(Laufzeit 45 Jahre für Kohle- und 35 Jahre für alle weiteren Kraftwerke)**



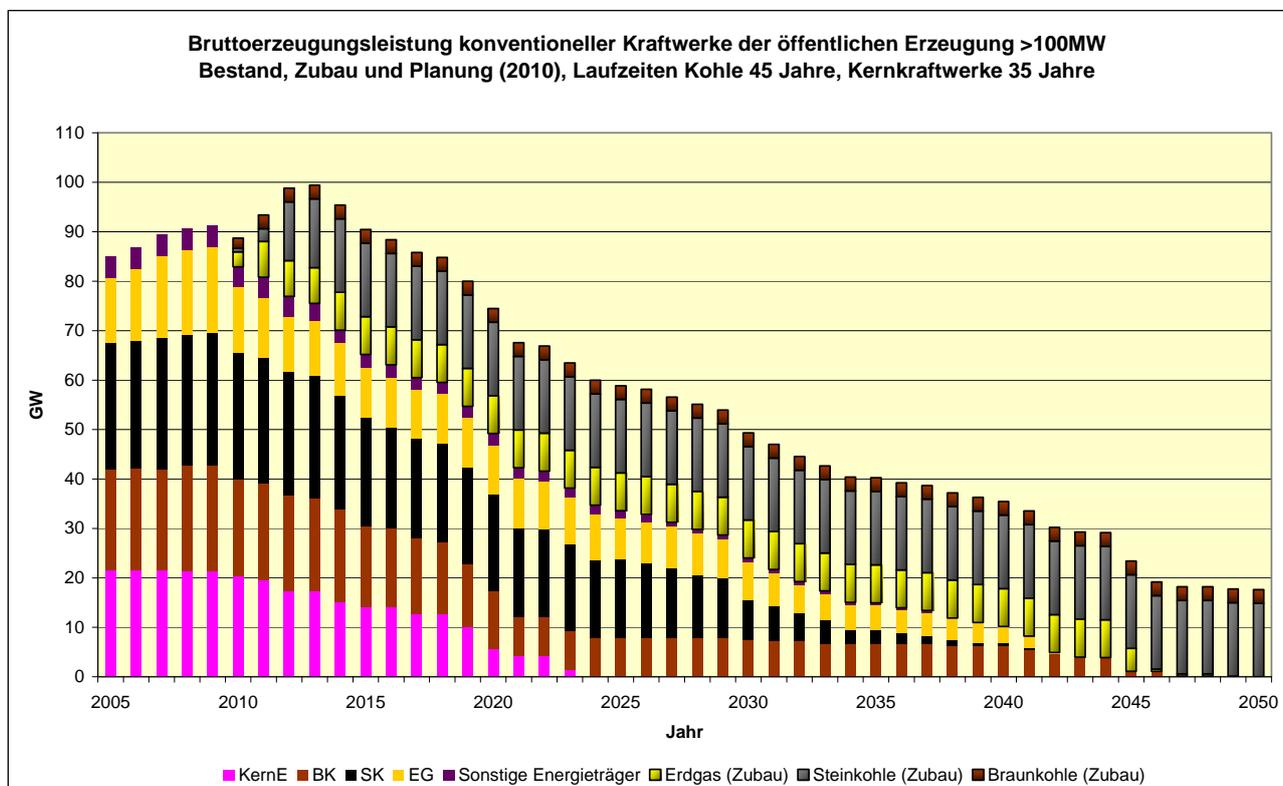
SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-2; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Eine Realisierung aller Planungen und ein Betrieb aller Kohlekraftwerke über 45 Jahre würden im Jahr 2050 Kohlendioxidemissionen von circa 100 Mt pro Jahr bedeuten. Bei einem Treibhausgasemissionsreduktionsziel von 80 % bis 2050 stünden dem Bereich der Stromerzeugung insgesamt aber nur zulässige Emissionen von circa 65 Mt CO<sub>2</sub> zu. Bei anspruchsvolleren Reduktionszielen von bis zu 95 % dürfte der Bereich noch gut 16 Mt CO<sub>2</sub> emittieren. Es ist leicht zu sehen, dass allein die derzeit in Bau und Planung befindlichen Kohlekraftwerke weit über diesen zulässigen Emissionsmengen liegen würden, gleichzeitig aber nur circa 25 % der Elektrizitätsnachfrage befriedigen können. Ein großer Teil der zur Zeit im Bau oder in Planung befindlichen konventionellen Kraftwerke müsste bei einer Betriebsdauer von 45 Jahren mit Möglichkeiten zur Rückhaltung von CO<sub>2</sub> (Carbon Dioxide Capture) nachgerüstet werden, was nach einhelliger Experteneinschätzung eine deutlich teurere Maßnahme als die Ausstattung neuer Kraftwerke mit der gleichen Technologie (vgl. IPCC 2005, S. 152) ist. Außerdem setzt eine derartige Rückhaltung die Etablierung einer

Infrastruktur zum Transport und zur langfristigen sicheren Lagerung sehr großer Mengen von CO<sub>2</sub> voraus (Storage). Bemühungen zur Erkundung möglicher Lagerstätten für Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) haben bereits im Jahr 2009 den erbitterten Widerstand der von der unterirdischen Lagerung von CO<sub>2</sub> betroffenen Bevölkerung hervorgerufen. CCS stellt nach Einschätzung des SRU eine zwar mögliche, aber nicht nachhaltige und nicht erforderliche Strategie zur Reduktion von Treibhausgasen aus konventionellen Kraftwerken mit sehr beschränktem Gesamtvolumen dar (vgl. SRU 2009, S. 9). Bei einem konsequenten Ausbau regenerativer Energiequellen ist es nicht erforderlich, konventionelle Kraftwerke langfristig über 45 Jahre zu betreiben und CCS für konventionelle Kraftwerke zu nutzen. Sollten aber die zurzeit im Bau befindlichen Kohlekraftwerke 2050 noch am Netz und nicht mit CCS nachgerüstet worden sein, entspricht die zur Zeit im Bau befindliche Leistung von circa 10 GW ohne CCS einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von circa 50 Mt/a, sodass diese Kraftwerke bei anspruchsvollen Reduktionszielen (15 Mt CO<sub>2</sub>/a) nur noch zu geringen Teilen betrieben werden dürften (Abb. 4-3).

Abbildung 4-3

**Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (Wärme-  
kraftwerke)  
plus Kraftwerke im Bau und in Planung  
(Laufzeit 45 Jahre für Kohle und Erdgas)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-3; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Für alle weiteren Berechnungen wird von dem in Abbildung 4-1.b dargestellten Szenario auf der Basis einer Laufzeit von 35 Jahren für alle Wärmekraftwerke ausgegangen. Die Annahme einer mit 35 Jahren relativ kurzen Laufzeit für konventionelle Kraftwerke führt zu den höchsten Anforderungen an die kurzfristig durch regenerative Energiequellen bereitzustellende Leistung (GW) und die zu erzeugende elektrische Jahresarbeit (TWh/a). Gelingt es zu zeigen, dass ein Übergang auf eine regenerative Vollversorgung unter dieser Randbedingung realisierbar ist, so wird damit auch gezeigt, dass ein entsprechender Übergang auch bei längeren Laufzeiten konventioneller Wärmekraftwerke realisierbar ist.

Auch wenn in den folgenden Modellrechnungen theoretisch von einer starren Laufzeitbegrenzung auf 35 Jahre für alle Kraftwerke ausgegangen wird, um die Berechnungen für das Übergangsszenario eindeutig und klar nachvollziehbar zu machen, so besteht in der Realität eine deutlich größere Flexibilität. Für den Fall, dass der Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen schneller erfolgt als angenommen, ist es durchaus möglich, konventionelle Kraftwerke auch nach weniger Jahren außer Betrieb zu nehmen, wie die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte gezeigt haben (vgl. MARKEWITZ et al. 1998, S. 40). Sollte sich der Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen verzögern, zum Beispiel kann sich die Errichtung und Inbetriebnahme von Offshore-Windparks in der Nordsee durch frühzeitig einsetzende Herbststürme leicht einmal um sechs bis neun Monate verschieben, oder der Bau neuer Netzverbindungen durch lokale Widerstände verzögern, so können konventionelle Kraftwerke in der Regel ohne großen Aufwand entsprechend länger als 35 Jahre betrieben werden. Die im Folgenden entwickelten Übergangsszenarien beinhalten damit durch die Annahme einer allgemeinen Betriebsdauer von 35 Jahren eine erhebliche Flexibilität des Übergangsprozesses im Bereich der Erzeugungskapazitäten.

Da verschiedene Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen sehr unterschiedliche Jahresnutzungsstunden aufweisen, müssen nicht nur die konventionellen Erzeugungskapazitäten ersetzt werden, sondern es muss auch sichergestellt werden, dass die nachgefragte Strommenge und -leistung zu jeder Stunde des Jahres zur Verfügung gestellt werden kann. Wie Kapitel 3.2 gezeigt hat, bedarf es hierzu bei der angestrebten Erzeugungsstruktur nicht unerheblicher zusätzlicher Speicherkapazitäten. Der Frage der Speicherkapazitäten wird in Kapitel 4.3 nachgegangen. An dieser Stelle ist es zunächst wichtig zu berechnen, welche Strommenge voraussichtlich mit den zukünftig noch betriebenen konventionellen Kraftwerken in jedem Jahr erzeugt wird und welche Restmenge von der neu auszubauenden Nutzung regenerativer Energiequellen bereitgestellt werden muss.

Für die Berechnung der konventionellen Stromerzeugung wird von den im Jahr 2008 in der öffentlichen Versorgung realisierten Jahresvolllaststunden der konventionellen

Kraftwerke (nach BDEW 2009) ausgegangen, die in Tabelle 4-1 wiedergegeben sind. Multipliziert man den Kraftwerksbestand jedes Jahres mit der angenommenen Volllaststundenzahl, so erhält man die jährliche Stromerzeugung aus konventionellen Wärmekraftwerken.

Tabelle 4-1  
**Angenommene Jahresvolllaststunden für konventionelle Kraftwerke**

Brennstoff	Jahresvolllaststunden
Braunkohle	6710
Steinkohle	4320
Erdgas	3430
Kernenergie	7690

Durchschnittliche Jahresvolllaststunden der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit mehr als 100 MW elektrischer Leistung im Jahr 2008)

Quelle: BDEW 2009

Der SRU geht davon aus, dass die Wasserkraftnutzung in Deutschland im Zeitverlauf annähernd gleich bleibt, da hier der größte Teil der umweltverträglich nutzbaren Potenziale bereits erschlossen ist. Es wird angenommen, dass alle notwendigen Investitionen getätigt werden, um die vorhandenen Kapazitäten zu erhalten.

## 4.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bis 2050

15. Wie Kapitel 2.4 auf der Basis verschiedener Studien skizziert hat, kann bei erfolgreichen Bemühungen um Energieeinsparungen im Jahre 2050 von einer erforderlichen Bruttostromerzeugung zur Befriedigung der deutschen Stromnachfrage von circa 500 TWh/a ausgegangen werden. Nach Einschätzung des SRU kann es im Fall eines praktisch vollständigen Scheiterns der Bemühungen zur forcierten Effizienzsteigerung und einer vollständigen Umstellung des Individualverkehrs auf elektrische Antriebe erforderlich sein, eine Bruttostromerzeugung von bis zu 700 TWh/a im Jahr 2050 zu realisieren. Auf der Basis der Szenariorechnungen für das Jahr 2050 in Kapitel 3.2 gehen die folgenden Berechnungen für die Gestaltung des Übergangspfades von der heutigen Erzeugungsstruktur zur Struktur des Jahres 2050 von den Eckwerten 509 und 700 TWh/a aus.

Als Grundlage der Übergangsszenarien 2010 bis 2050 werden die Erzeugungsstrukturen der Szenarien 2.1.a und 2.1.b aus Abschnitt 3.2.2 herangezogen, die zwar einen Austausch von Elektrizität im Verbund Deutschland–

Dänemark–Norwegen zulassen, aber eine ausgeglichene Außenhandelsbilanz für Strom unterstellen. In diesen Szenarien muss die gesamte Menge des in Deutschland verbrauchten Stroms in der Jahressumme in Deutschland produziert werden. Der Austausch erlaubt aber den Ausgleich von Phasen geringen Energieangebots in Deutschland (z. B. in Schwachwindphasen) durch Importe und den Export von Strom in Phasen besonders hoher inländischer Produktion. Die grundlegende Struktur dieser Szenarien entspricht weitgehend der historischen Situation der deutschen Elektrizitätsversorgung. Deutschland produziert bisher etwa die jährlich inländisch nachgefragte Strommenge, aber es nutzt seine Verbindungen mit dem europäischen Stromnetz zum kurzfristigen Ausgleich von inländischer Unter- und Überproduktion.

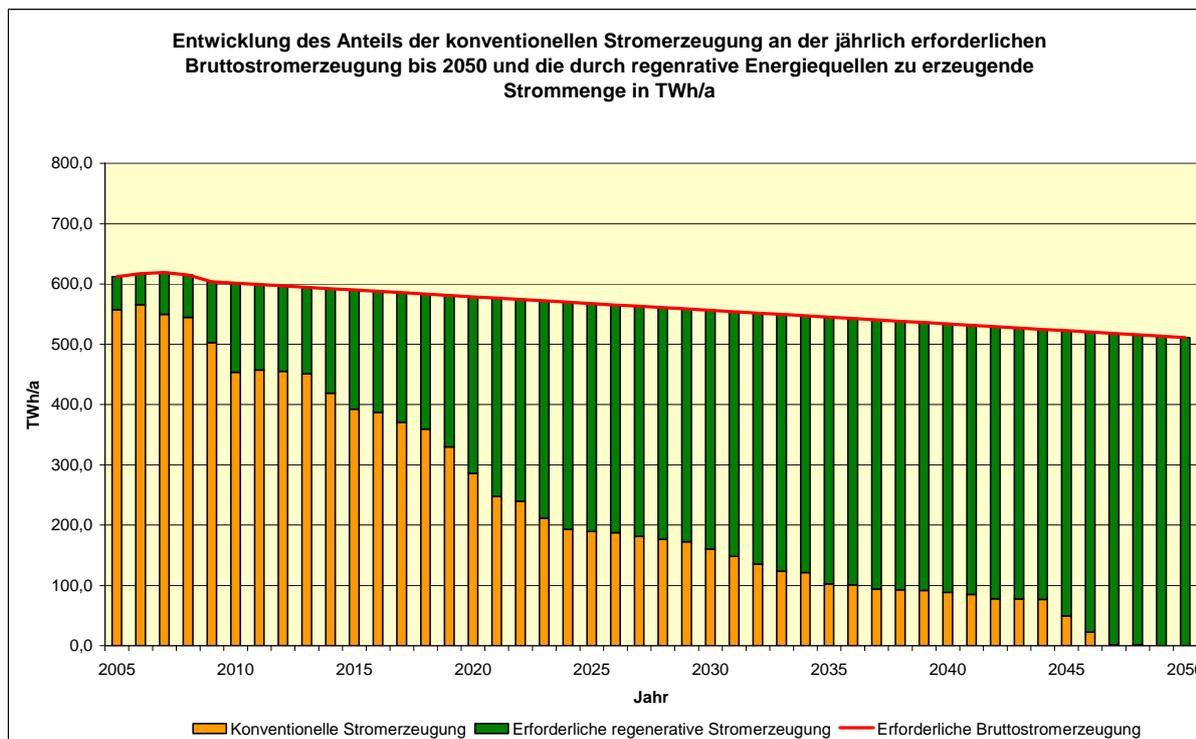
Geht man davon aus, dass in Anlehnung an die Bruttostromerzeugung des Jahres 2009 von circa 582 TWh im Jahr 2010 eine Bruttostromerzeugung von 580 TWh erforderlich ist und diese bis zum Jahr 2050 auf circa 510 TWh sinken wird, so kann unter Einbeziehung der Produktion aus den bestehenden konventionellen Wärmekraftwerken und der vereinfachenden Annahme einer linearen Abnahme der Nachfrage berechnet werden, welche Strommenge jährlich durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen produziert werden muss.

Aufgrund des verstärkten Einsatzes regenerativer Energiequellen nähern sich Bruttostromerzeugung und Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2050 weitestgehend an, da bei dem größten Teil der regenerativen Energiequellen kein vergleichbarer Eigenstromverbrauch wie bei konventionellen Kraftwerken auftritt. Eine Differenzbildung zwischen der gesamten zukünftigen jährlichen Bruttostromerzeugung und der in Kapitel 4.1 ausgewiesenen Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (vgl. Abb. 4-1.a) ergibt die durch regenerativer Energiequellen jährlich zu sichernde Bruttostromerzeugung.

Abbildung 4-4 zeigt die entsprechende Entwicklung der Bruttostromerzeugung insgesamt und den aus dem Ausscheiden konventioneller Kapazitäten resultierenden Anteil der notwendigen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bei einer angenommenen Bruttostromerzeugung von 509 TWh/a im Jahr 2050 (entsprechend der Szenarien 1.a, 2.1.a, 2.2.a und 3.a). Ab dem Jahr 2021 überschreitet der erforderliche Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen mit gut 310 TWh/a einen Anteil von 50 % der Bruttostromerzeugung. Ab dem Jahr 2049 muss die gesamte Stromerzeugung ausschließlich aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt werden.

Abbildung 4-4

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



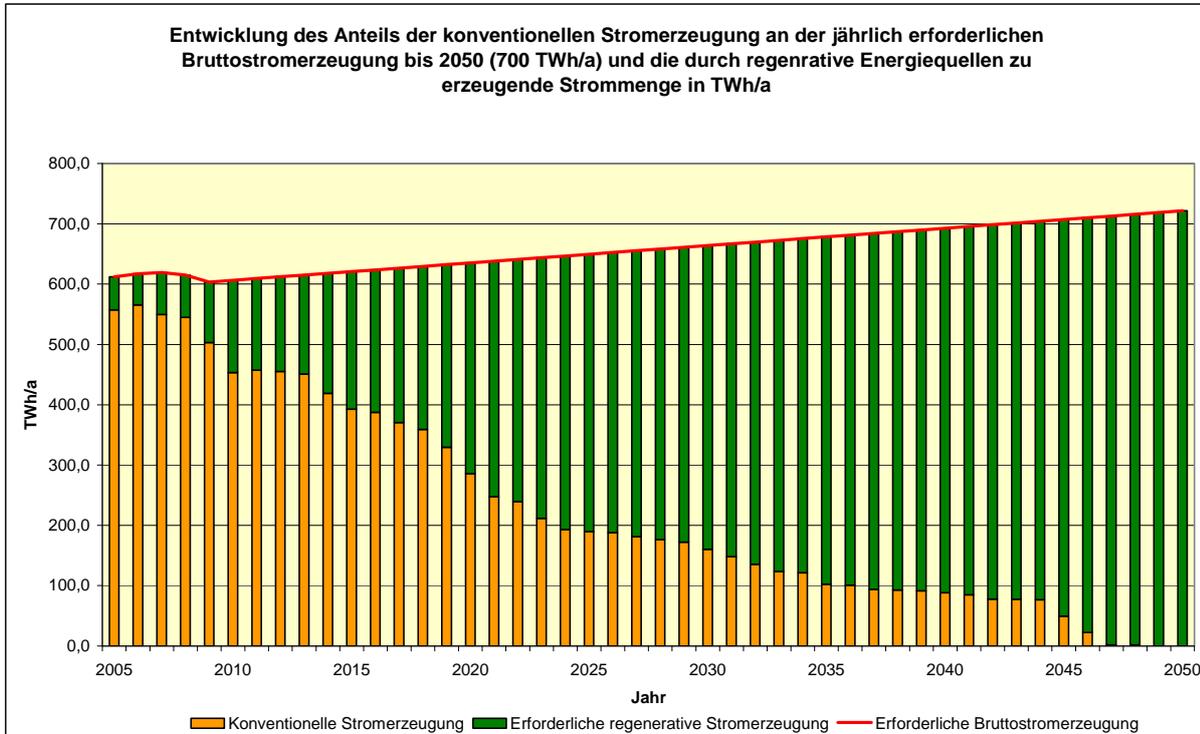
Geht man entsprechend der Szenarien 1.b, 2.1.b, 2.2.b und 3.b von einer auf 700 TWh/a im Jahr 2050 (linear) steigenden Stromnachfrage aus, so steigen die durch regenerative Energiequellen bereitzustellenden Strommengen entsprechend, wie Abbildung 4-5 zeigt. Der Verlauf des notwendigen Zubaus regenerativer Energiequellen verläuft ähnlich wie im Fall einer Nachfrage von 509 TWh/a (2050), nur steigt die Erzeugung insgesamt etwas schneller an. So muss der Anteil von mehr als 50 % an der Gesamterzeugung bereits ein Jahr früher (2020) mit einer regenerativen Stromerzeugung von knapp 330 TWh/a erreicht werden.

Im folgenden werden zwei Entwicklungspfade für die Gestaltung des erforderlichen Übergangs von 2010 auf die Erzeugungsstrukturen von 2050 vorgestellt, die zeigen, wie sich der erforderliche Aufbau der regenerativen Erzeugungskapazität für beide Fälle (Bruttostromerzeugung von 509 und 700 TWh/a im Jahr 2050) vollziehen kann. Diese Entwicklungspfade werden im

Folgenden als Übergangsszenarien bezeichnet. Bei der Entwicklung der Szenarien wird bewusst darauf verzichtet, die Zusammensetzung der zugebauten Erzeugungstechnologien ökonomisch zu optimieren. Eine ökonomische Optimierung erfolgt nur für die Zielszenarien des Jahres 2050. Es geht vielmehr darum, zu zeigen, wie mit dem Zubau verschiedener Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energiequellen die notwendigen Strommengen bereitgestellt werden können, ohne sprunghafte Ausweitungen der Nutzung einzelner Technologien erforderlich zu machen. Diese Vorgehensweise erlaubt den kontinuierlichen Ausbau von Produktions- und Errichtungskapazitäten für die einzelnen Technologien und sollte damit auf die geringsten technischen Realisierungsschwierigkeiten stoßen. Es wird unterstellt, dass der Ausbau der notwendigen Speicher und Übertragungskapazitäten parallel zu dem der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen erfolgt. Der Ausbau von Speichern und Netzen wird in Kapitel 4.3 diskutiert.

Abbildung 4-5

**Entwicklung der durch regenerative Energiequellen sicherzustellenden Bruttostromerzeugung bis 2050 in TWh/a (700 TWh/a in 2050)**



SRU/  
Stellungnahme Nr. 15-2010/Abb. 4-5; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

#### 4.2.1 Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050)

16. Die Übergangsszenarien 2.1.a (509 TWh/a in 2050) und 2.1.b (700 TWh/a in 2050) werden so entwickelt, dass ein möglichst kontinuierlicher Übergang von den heutigen Erzeugungsstrukturen auf die Erzeugungsstrukturen der Zielszenarien 2.1.a und 2.1.b des Jahres 2050 erreicht wird. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass sich im Zeitverlauf die Wirkungsgrade und die Zahl der Jahresvolllaststunden aufgrund der Weiterentwicklung der einzelnen Techniken erhöhen werden. Die unterstellte Entwicklung der Jahresvolllaststunden ist in Abbildung 4-6 dargestellt. Die Anfangswerte stellen heute realisierte Jahresvolllaststundenäquivalente dar, während die Endwerte den Annahmen des DLR für die berechneten Zielszenarien entsprechen. Eventuell zu optimistische Annahmen der Zielszenarien können besonders in späteren Jahren des Betrachtungszeitraums zu einer Erhöhung der für die Erzeugung der bereitzustellenden Strommenge erforderlichen Kapazitäten führen. Sie würden vor allem kostensteigernd wirken.

Es wurde versucht, den Ausbau der einzelnen Technologien mit jährlichen Steigerungsraten für die Installation der einzelnen Technologien sicherzustellen, die

vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung als produktionstechnisch realisierbar angesehen werden können. Abbildung 4-7 zeigt die resultierende Entwicklung der Bruttostromerzeugung zwischen 2005 und 2050. Aufgrund der relativ inhomogenen Altersstruktur des konventionellen Kraftwerkparkes ist es notwendig, in einzelnen Jahren sehr unterschiedliche Altersabgänge konventioneller Anlagen auszugleichen. Generell wird daher im Jahr eines besonders hohen Anlagenabgangs nicht genau der resultierende Leistungsausfall ausgeglichen, sondern in den vorangehenden Jahren der Anlagenbestand im Bereich der regenerativen Energiequellen kontinuierlich aufgebaut, um extrem hohe Zubauraten in einzelnen Jahren zu vermeiden. Durch diese Vorgehensweise kann es temporär zu leichter Überproduktion von Elektrizität kommen, die für einen Nettoexport zur Verfügung steht. Es ist aber im Zusammenspiel mit dem in Kapitel 4.3 diskutierten zeitlichen Verlauf des Ausbaus der nutzbaren Speicherkapazitäten und der Übertragungsnetze in jedem Jahr die notwendige elektrische Versorgungssicherheit sowohl für die Strommenge als auch für die nachgefragte Leistung gewährleistet. Durch die Kooperation und den Elektrizitätsaustausch mit Norwegen und Dänemark gelingt es, bei einem moderaten Kapazitätsaufbau volle Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abbildung 4-6

#### Angenommene Entwicklung der Jahresvolllaststundenäquivalente für die eingesetzten Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen

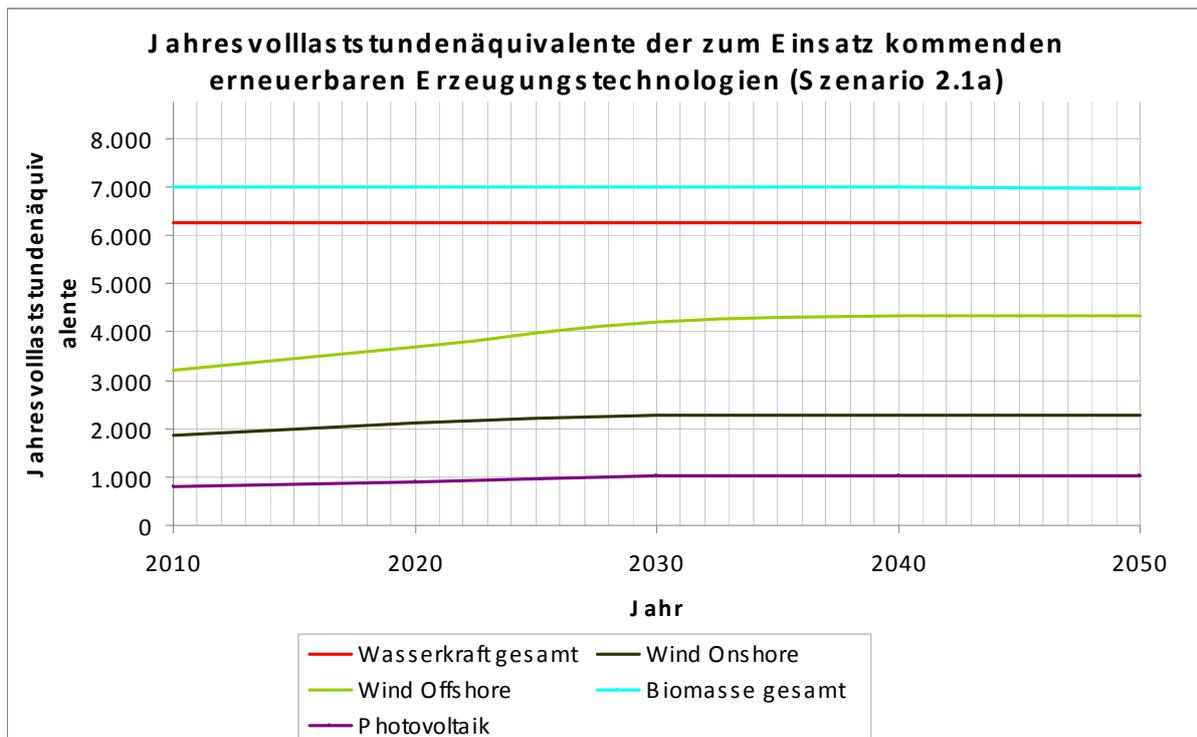
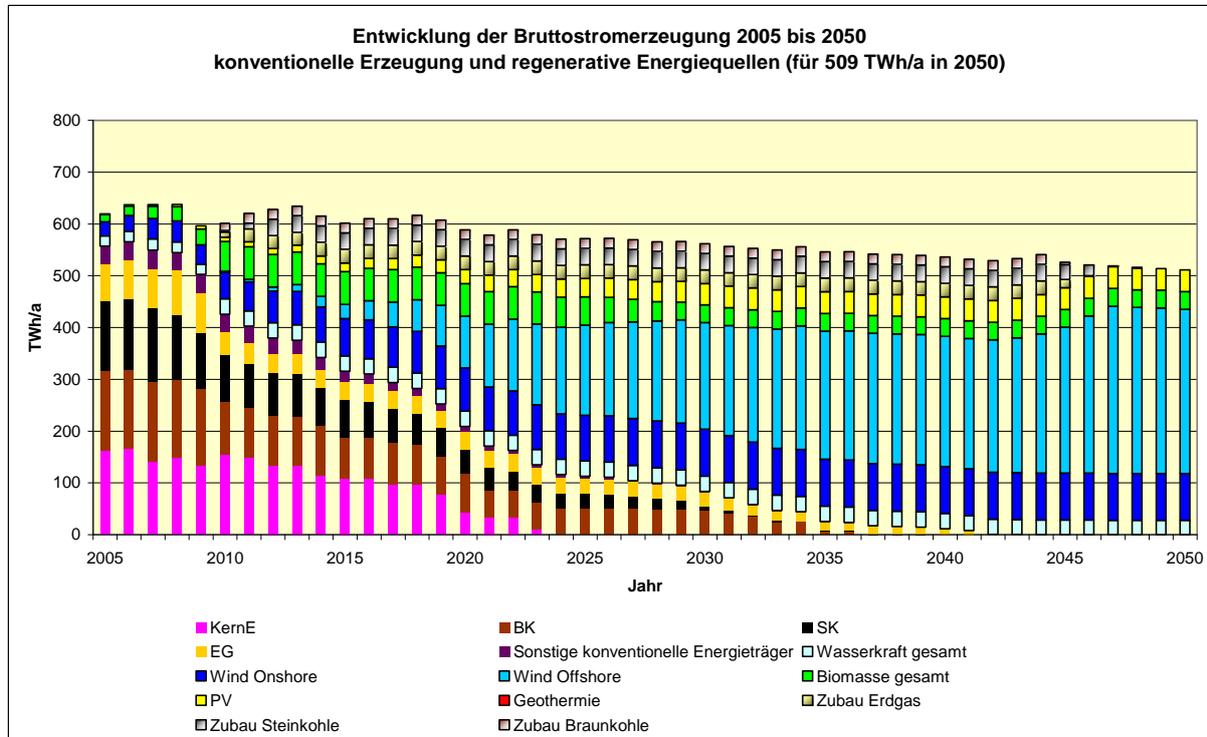


Abbildung 4-7

**Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Übergangsszenario 2.1.a  
(509 TWh/a in 2050)**



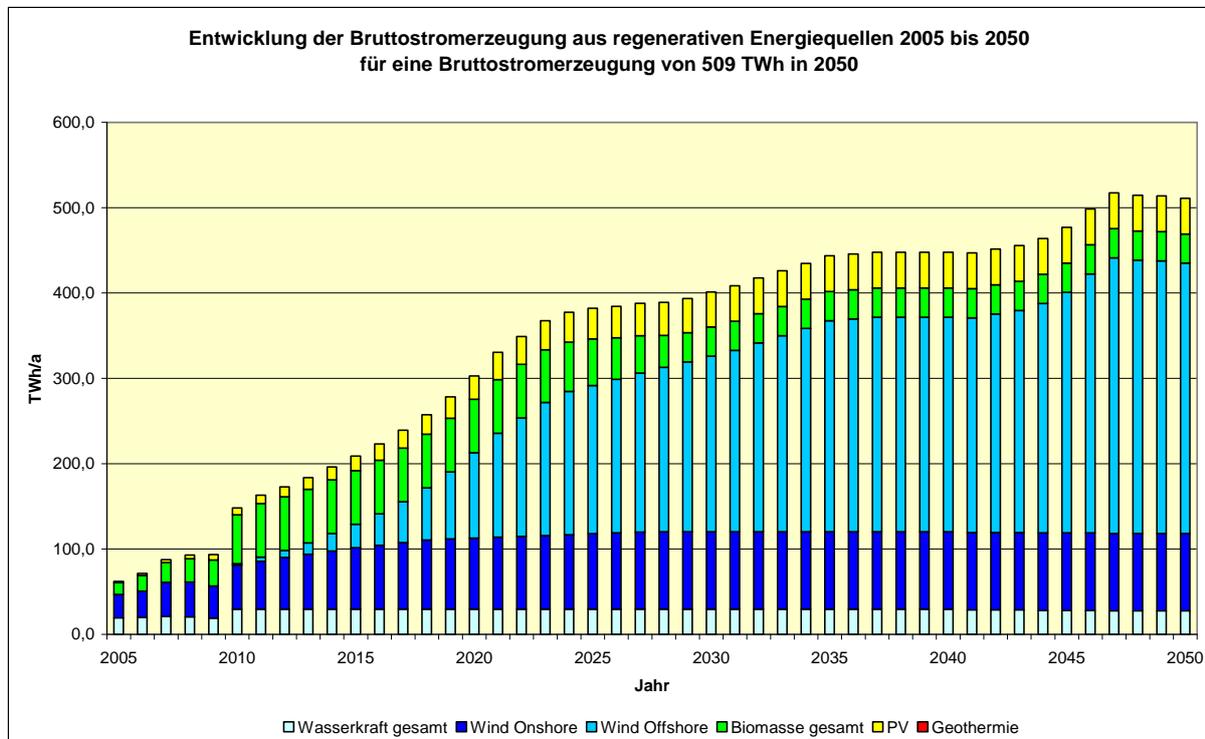
SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-7; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Wie Abbildung 4-8 zeigt, ergibt sich durch den gewählten Zubau regenerativer Erzeugungskapazitäten ab 2010 eine kontinuierliche Zunahme der regenerativen Bruttostromerzeugung auf circa 390 TWh/a im Jahr 2024. Die erforderlichen Steigerungsraten ähneln den Zuwächsen der Jahre 2005 bis 2008. Die Erzeugung des Jahres 2009 ist trotz des kontinuierlichen Kapazitätsausbaus (vgl. Abbildung 4-9) aufgrund extremer Witterungseinflüsse (geringe Wasserkraft- und Windenergieproduktion) deutlich geringer ausgefallen als bei normaler Witterung. Für 2010 und alle Folgejahre geht der SRU von durchschnittlichen Witterungsverhältnissen aus. Dies erklärt den starken Anstieg der Produktion im Jahr 2010 gegenüber den Werten des Jahres 2009. Nach dem erheblichen Anstieg der Produktion regenerativ erzeugter Elektrizität bis zum Jahr 2024 steigt die regenerative Stromproduktion zwischen 2025 und 2029 aufgrund der geringen Abgänge im konventionellen Kraftwerkpark nur geringfügig an. Es ist aber zu beobachten, dass die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung, die zwischen 2010 und 2020 erheblich

zur kurzfristigen Steigerung der regenerativen Stromerzeugung beiträgt, in diesen Jahren durch nicht ersetzte Anlagenabgänge deutlich verringert und durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ersetzt wird. In den Jahren zwischen 2030 und 2035 bleibt der Beitrag der Biomasse stabil, während es durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung wieder zu einer Erhöhung der Produktion aus regenerativen Energien bis auf ein Niveau von circa 425 TWh/a kommt, auf dem die regenerative Produktion bis 2041 praktisch konstant bleibt. Ab 2042 werden dann die letzten konventionellen Anlagen ersetzt und die Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen steigt auf circa 515 TWh/a in 2047, um dann mit der Nachfrage bis zum Jahr 2050 auf 509 TWh/a zu sinken. Es ist zu beobachten, dass der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen relativ schnell steigt und ab 2025 bereits sein endgültiges Niveau erreicht hat. Die Offshoreproduktion von Windenergie expandiert kontinuierlich bis zum Jahr 2036 und erreicht erst im Jahr 2047 ihr volles Potenzial.

Abbildung 4-8

**Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im Übergangsszenario 2.1.a von 2005 bis 2050 in TWh/a**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-8

Da die einzelnen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen sehr unterschiedliche Kapazitäten zur Bereitstellung einer Terrawattstunde Elektrizität benötigen, stehen hinter der Bruttostromerzeugung in Abbildung 4-8 sehr unterschiedliche Erzeugungskapazitäten. So kann die Biomassenutzung oder die elektrische Nutzung der Geothermie sehr hohe Jahresbetriebsstunden (Volllaststunden) erreichen. Die Nutzung der Windenergie auf See kann aufgrund der sehr guten Windbedingungen Volllaststunden zwischen 3.500 und 4.500 h/a erreichen, während die Windenergienutzung in Deutschland an Land nur Volllaststunden zwischen 1.500 und 2.500 h/a erreicht. Bei der photovoltaischen Stromerzeugung liegen die Volllaststunden derzeit eher im Bereich von weniger als 1.000 h/a. Die im Zeitverlauf angenommene Entwicklung der Nutzungsstunden der einzelnen Technologien kann Abbildung 4-6 entnommen werden. Abbildung 4-9 zeigt die erforderliche Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten. Aus Abbildung 4-10 ist die resultierende Entwicklung der gesamten Elektrizitätserzeugungskapazitäten einschließlich der konventionellen Kapazitäten im Übergangsszenario 2.1.a zu entnehmen.

Abbildung 4-10 zeigt deutlich die im Vergleich zur Bruttostromerzeugung stark überproportional steigende Erzeugungsleistung der Photovoltaik (PV). Die Abbildung zeigt gleichzeitig einen kontinuierlichen

Aufbau regenerativer Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2023, dessen Trend nur knapp über dem der Jahre 2005 bis 2009 liegt. Insgesamt verlangt der Aufbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten keine neue Qualität in den erforderlichen Zubauraten, auch wenn ein Ausbau von gut 40 GW im Jahr 2009 auf gut 120 GW im Jahr 2023 einen durchschnittlichen Zubau von knapp 6 GW pro Jahr bedeutet. Dieser stellt keine für die beteiligten Branchen ungewöhnliche Größenordnung dar. So betrug bis zum Jahr 2008 der maximale jährliche Zubau von Windenergieanlagen in Deutschland gut 3,2 GW (in 2002), der maximale Zubau von Photovoltaikanlagen betrug im Jahr 2008 1,9 GW und der maximal Zubau der elektrischen Nutzung von Biomasse in Deutschland lag im Jahr 2007 bei knapp 0,9 GW (vgl. BMU 2009, S. 12). Das deutsche Potenzial zur Produktion und Errichtung entsprechender Anlagen liegt bereits heute über der durchschnittlichen jährlichen Errichtungsrate von 6 GW. Ein Ausbau der Produktionskapazitäten von mehr als 25 % pro Jahr ist für die beteiligten Branchen nicht ungewöhnlich, sodass eine weitere deutliche Steigerung der Kapazitäten im Verlauf der nächsten zehn Jahre als wenig problematisch angesehen werden kann. In der Herstellung von Solarzellen wird zurzeit gerade ein großer Sprung in dem typischen Volumen einer Fertigungsanlage vollzogen. Bisher war eine übliche Produktionsanlage in der Lage in

einem Jahr Solarzellen mit einer Kapazität von 0,03 GW zu produzieren. Die zurzeit neu gebauten Anlagen im Bereich der Dünnschichtzellen werden pro Anlage und Jahr Solarzellen mit einer Kapazität von circa 1 GW produzieren.

Allerdings stellt der Ausbau der Windenergie in der Nordsee mit einem Errichtungsvolumen von mehreren GW pro Jahr für die beteiligten Firmen im Volumen in Deutschland eine neue Herausforderung dar. Im Januar 2010 hat allerdings bereits ‚The Crown Estate‘ (die zuständige Behörde in Großbritannien) exklusive Entwicklungsvereinbarungen für den konkreten Bau von circa 30 GW Offshore-Windparks in Großbritannien mit verschiedenen Konsortien unterzeichnet (The Crown Estate 2010). Auch wenn in Deutschland bisher nur ein Offshore-Windpark in der Nordsee in Betrieb ist, so sind nach Angaben der Bundesregierung (Deutscher Bundestag 2010) bereits Offshore-Windparks mit insgesamt 1.894 Anlagen genehmigt. Weitere Windparks mit 5.178 Anlagen befinden sich im konkreten Genehmigungsverfahren. Bei einer Anlagenleistung von 3 bis 5 MW ergibt sich bereits im März 2010 eine genehmigte Leistung von rund 5,7 bis 9,5 GW und eine zusätzliche Leistung von circa 15,5 bis 25,9 GW im konkreten Genehmigungsverfahren. Da diese Windparks

aus ökonomischen Gründen in der Regel mit Anlagen einer Leistung von 5 MW bestückt werden, ergibt sich bereits im Frühjahr 2010 ein Antrags- und Genehmigungsvolumen von ca. 35 GW. Diese Leistung wird im Übergangsszenario 2.1.a im Jahr 2022 erreicht. Obwohl die konkrete Errichtung von Offshore-Windparks in Deutschland erst beginnt, verfügen führende Hersteller wie Siemens oder Vestas über bis zu 18-jährige Erfahrungen mit Offshore-Windenergieanlagen. Es erscheint unwahrscheinlich, dass die im dargestellten Übergangsszenario 2.1.a getroffenen Annahmen zum Ausbaurvolumen der Windenergie die Industrie vor größere bisher ungelöste Probleme stellen wird. Die Akquisition ehemals mittelständischer Windenergieanlagenhersteller durch Großkonzerne wie General Electric (Tacke), Siemens (Bonus), Suslon (Repower) oder Areva (Multibrid) stellt auch sicher, dass diese über das notwendige Eigenkapital sowohl zum schnellen Ausbau der Produktionskapazitäten als auch zur Abdeckung der anfänglich besonders schwer einzuschätzenden Gewährleistungsrisiken bei Milliardeninvestitionen in Offshore-Windparks verfügen und auch hier keine Engpässe für die notwendige sehr dynamische Entwicklung der Windenergie auftreten werden.

Abbildung 4-9

**Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050**

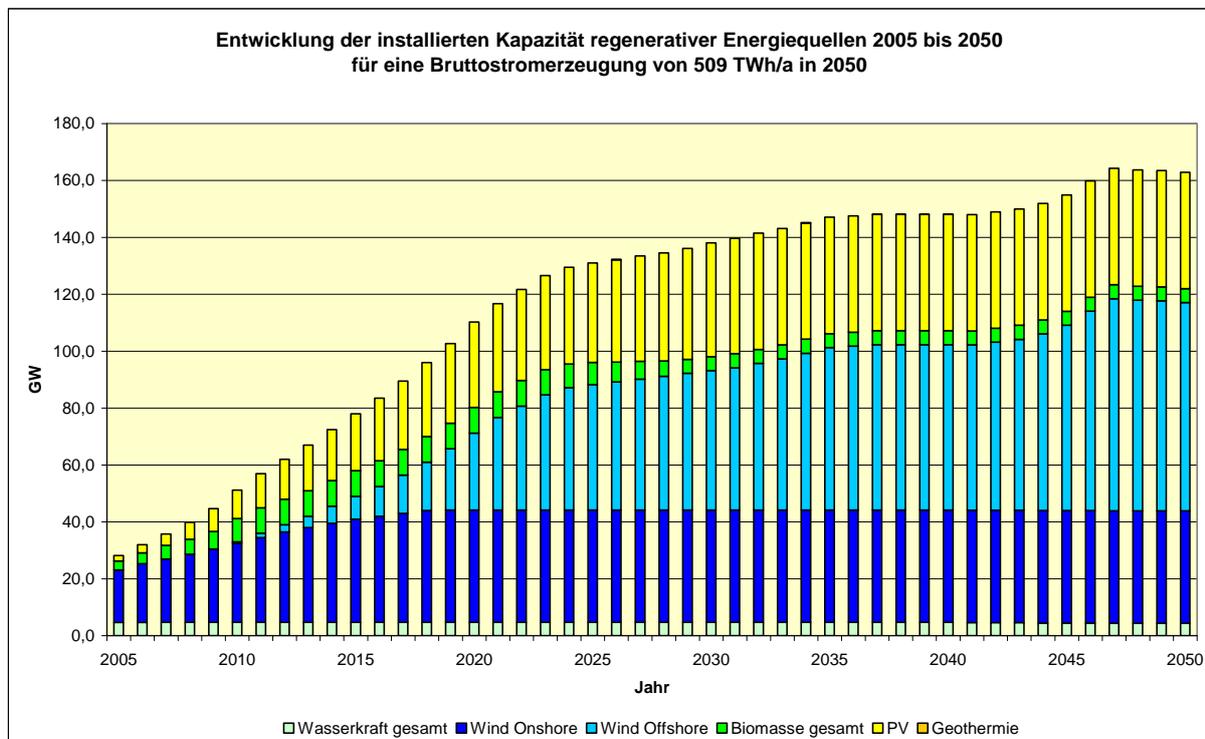
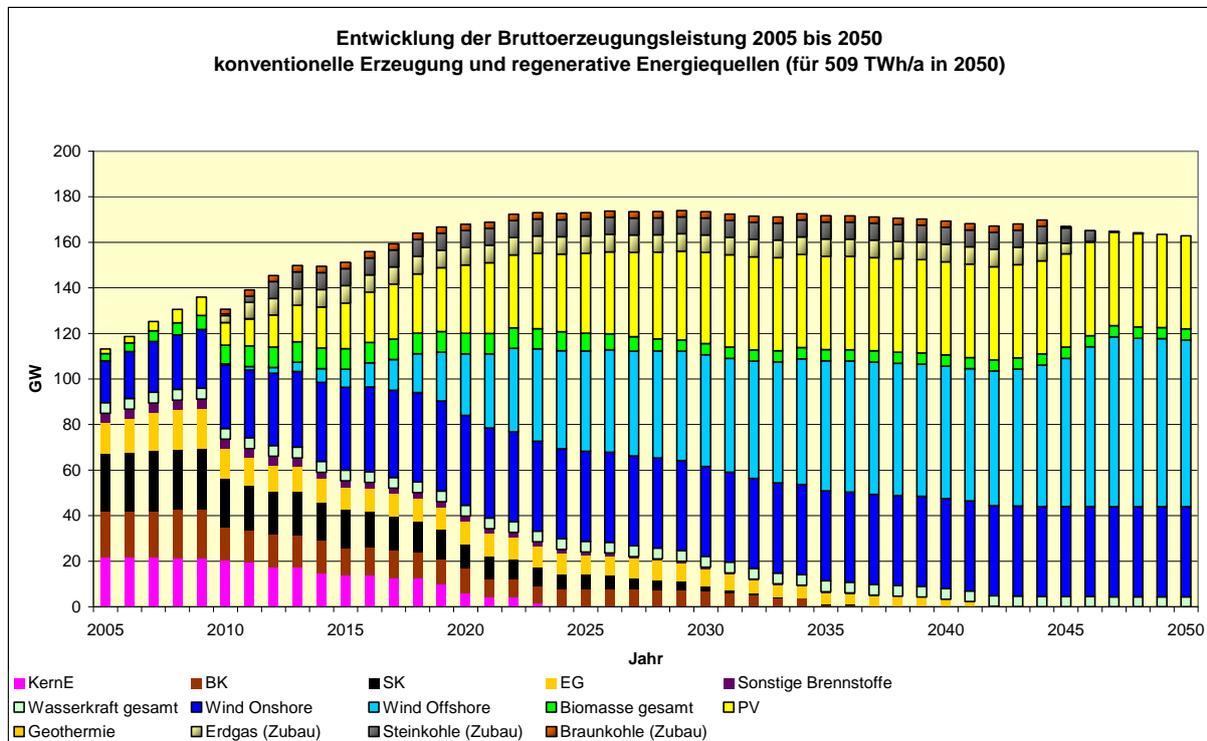


Abbildung 4-10

**Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.a  
(509 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-10; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Die gesamt installierte Erzeugungskapazität konventioneller Kraftwerke und von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen steigt von knapp 140 GW im Jahr 2009 auf circa 174 GW im Jahr 2026 und nimmt bis zum Jahr 2050 auf gut 160 GW wieder ab. Das ist angesichts des variablen Charakters der Wind- und Solarenergie eine erstaunlich geringe Zunahme der installierten Leistung, die allerdings durch die erheblichen zusätzlich zu installierenden Leistungen von Speicherkraftwerken (Pumpspeicher vor allem in Norwegen und Druckluftspeicher in Deutschland) ergänzt werden müssen, um zu jeder Stunde des Jahres die Nachfrage befriedigen zu können, wie Kapitel 4.3 ausführt.

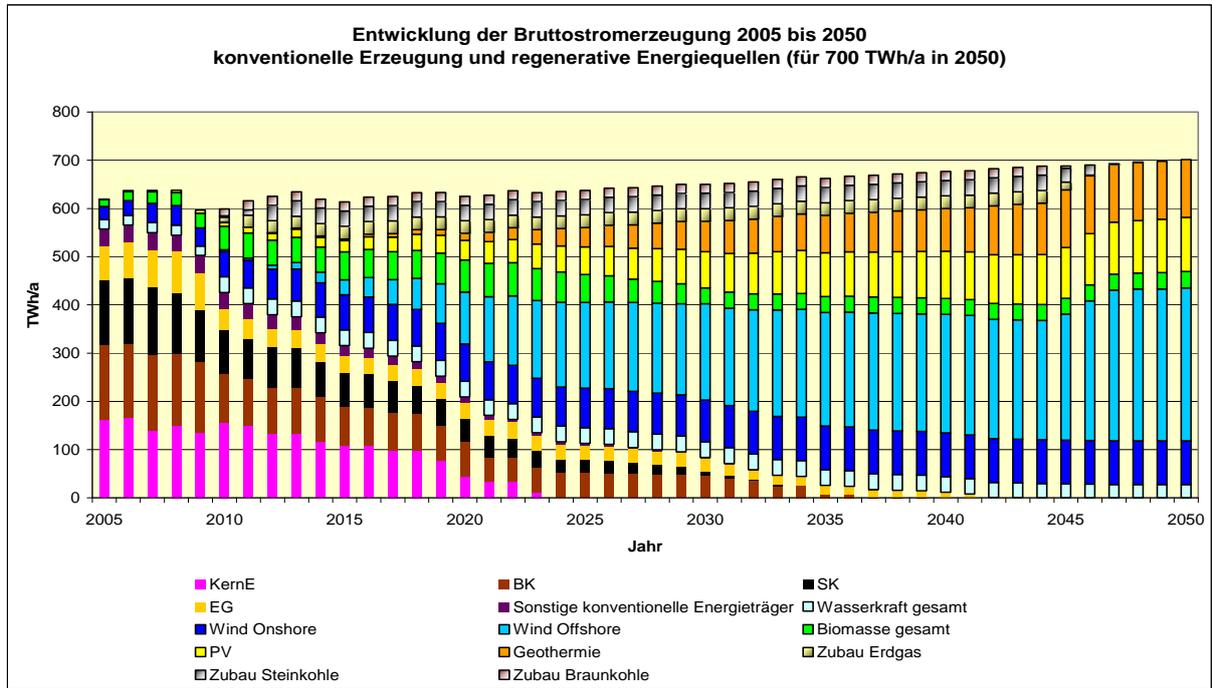
**4.2.2 Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050)**

17. Sollte es aufgrund deutlich geringerer Fortschritte im Bereich der Energieeffizienz und zusätzlicher Substitution anderer Energieträger durch Elektrizität zu

einer zukünftig noch stark steigenden Elektrizitätsnachfrage kommen, so kann eine solche Entwicklung durch die Szenarien 1.b, 2.1.b, 2.2.b und 3.b mit jährlichen Bruttostromerzeugungen von 700 TWh/a im Jahr 2050 abgedeckt werden. Entsprechendes gilt auch, wenn im Bereich der Energieeffizienz die angestrebten Fortschritte erreicht werden, aber gleichzeitig ein großer Teil der dann deutlich reduzierten Wärmenachfrage zusätzlich zum Verkehr auf Elektrizität umgestellt wird. Zur Veranschaulichung des möglichen Übergangs wird das Szenario 2.1.b herangezogen. In diesem Szenario wird im Jahr 2050 eine Nachfrage von 700 TWh/a in Deutschland gedeckt; es erlaubt aber im Länderverbund mit Dänemark und Norwegen den Austausch von Elektrizität und die Nutzung skandinavischer Pumpspeicherkapazitäten. Abbildung 4-11 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in diesem Übergangsszenario 2.1.b mit dem langfristigen Anstieg der Erzeugung und der Substitution konventioneller Erzeugungskapazitäten durch regenerative Energiequellen.

Abbildung 4-11

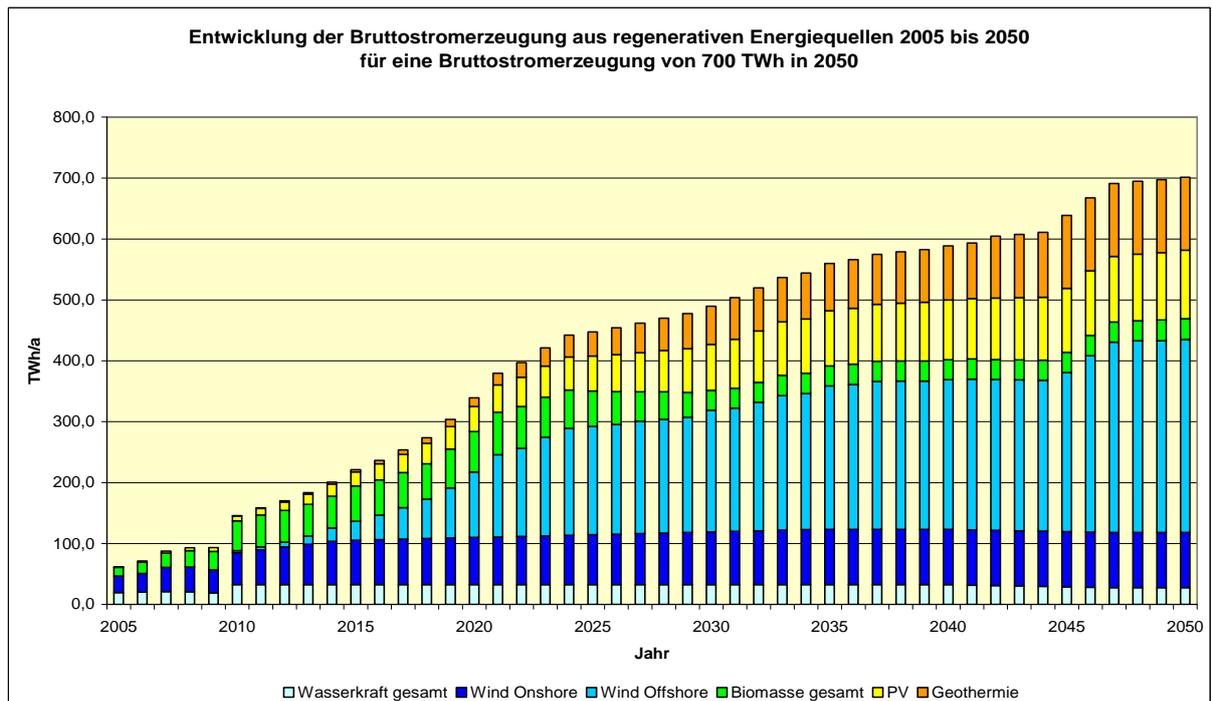
**Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Übergangsszenario 2.1.b  
(700 TWh/a in 2050)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-11; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

Abbildung 4-12

**Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im  
Übergangsszenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050)  
von 2005 bis 2050 in TWh/a**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-12

Auffällig ist im Vergleich zum in Abschnitt 4.2.1 behandelten Szenario 2.1.a der erhebliche Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Geothermie (vgl. Abb. 4-12). Diese Energiequelle wird aufgrund ihrer hohen Erzeugungskosten im Szenario 2.1.a nicht eingesetzt, muss aber im Fall der hohen Elektrizitätsnachfrage von 700 TWh/a mit zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen werden.

Wie Abbildung 4-13 zeigt, liegt der erforderliche Kapazitätsausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung leicht über dem Trend der letzten Jahre, um bis zum Jahr 2023 eine installierte Leistung von gut 150 GW zu erreichen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein Ausbau von knapp 8 GW/a erforderlich, der zwar um 2 GW höher liegt als im Übergangsszenario 2.1.a, aber bei der in den letzten Jahren zu beobachtenden Expansionsdynamik der betroffenen Branchen durchaus realisierbar ist.

Der größte Teil der gegenüber dem Übergangsszenario 2.1.a gestiegenen Erzeugungskapazität liegt

hierbei mit einem Zuwachs von circa 69 GW (auf insgesamt 112 GW) im Bereich der photovoltaischen Stromerzeugung. Insgesamt wird bis zum Jahr 2050 eine Erzeugungsleistung von knapp 250 GW aufgebaut (Abb. 4-14), um die erforderliche Gesamtmenge an Elektrizität im Jahr 2050 produzieren zu können. Da die Windenergie im Übergangsszenario 2.1.a (509 TWh/a in 2050) bereits bis an die zugelassene Grenze ausgebaut wird, muss die restliche elektrische Arbeit durch zusätzliche Kapazitäten im Bereich der Photovoltaik (plus 70 TWh/a) und der Geothermie (plus 120 TWh/a) bereitgestellt werden.

Auch im Szenario 2.1.b ist ein kontinuierlicher Übergang auf die neuen regenerativen Erzeugungsstrukturen ohne Strukturbrüche und extreme Ausbauraten möglich. Allerdings muss auch in diesem Szenario die installierte Kapazität wesentlich durch den Ausbau von Speicherkapazitäten in Deutschland (Druckluft) und Norwegen (Pumpspeicher) ergänzt werden. Dieser Frage geht Kapitel 4.3 nach.

Abbildung 4-13

**Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.b (700 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050**

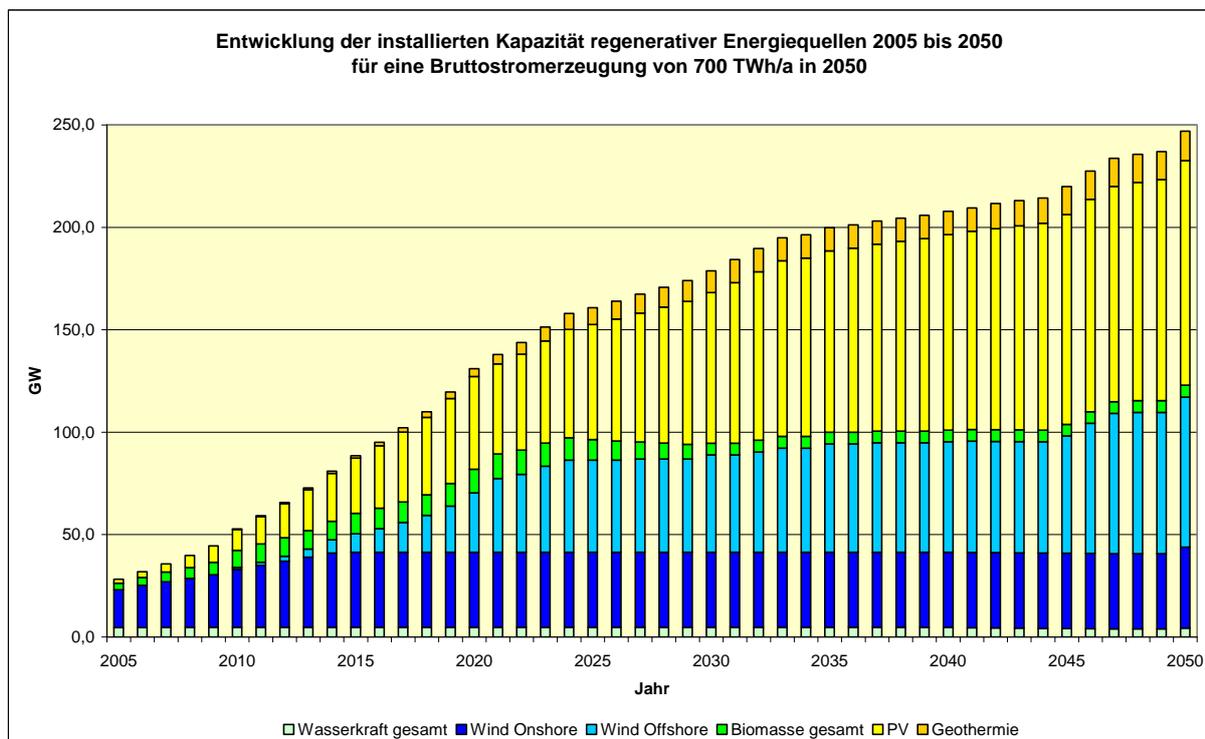
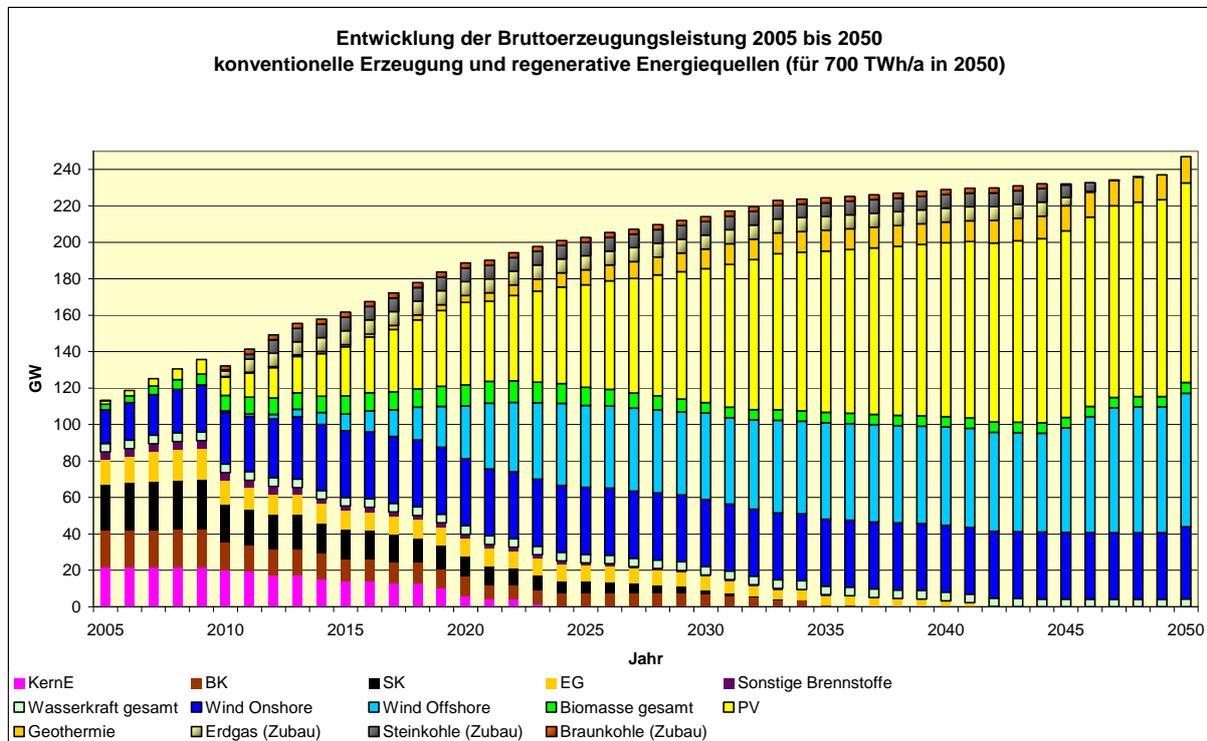


Abbildung 4-14

**Entwicklung der gesamten Erzeugungskapazitäten in Szenario 2.1.b  
(700 TWh/a in 2050) von 2005 bis 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-14; Datenquelle: UBA 2009; BDEW 2008

### 4.3 Ausbau der Energieinfrastruktur mit Netzen und Speichern

#### 4.3.1 Begründung des Bedarfs

**18.** Das von der Natur vorgegebene stark variierende Angebot von Wind- und Sonnenenergie kann lokal zu großen Schwankungen in der Elektrizitätserzeugung durch erneuerbare Energien führen. Da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität die Elektrizitätserzeugung jederzeit die nachgefragte Strommenge decken muss, ist ein Ausgleich des schwankenden Angebots aus diesen regenerativen Energiequellen zur Deckung der verbleibenden Nachfrage, der sogenannten Residuallast, erforderlich. Übersteigt die Elektrizitätserzeugung aus diesen regenerativen Energiequellen die Nachfrage, kann entweder die Produktion abgeregelt werden oder die praktisch kostenlose Überschussproduktion kann für eine spätere Nutzung gespeichert werden. Für diesen Ausgleich steht bereits heute eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung, die unter den folgenden Ausgleichsoptionen zusammengefasst werden können:

- Ausgleich durch Energiespeicherung,
- Ausgleich durch großräumigen Stromverbund,

- Ausgleich durch regelbare Kraftwerke,
- Ausgleich durch Lastverschiebung.

Die genannten Optionen können in unterschiedlicher Kombination zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage eingesetzt werden. Welche Kombination dabei unter gegebenen Randbedingungen die kostengünstigste Elektrizitätsversorgung gewährleistet, kann durch technisch-ökonomische Optimierungsmodelle wie beispielsweise das Modell REMix des DLR (2010) oder das Modell von CZISCH (2009) berechnet werden. Nachfolgend sollen die Bedarfe an Speicher- und Netzausbau aus den Ergebnissen der vorangegangenen Modellberechnungen dargestellt werden. Die Optionen des Ausgleichs durch regelbare Kraftwerke und das Systemverhalten des deutschen Kraftwerkparcs werden in Kapitel 4.4 diskutiert. Für die Optionen des Ausgleichs durch Lastverschiebungen (dispatchable loads) wird aufgrund der verhältnismäßig geringen und schwer erschließbaren Kapazitäten (max. Potenzial der deutschen energieintensiven Industrie: ca. 2,9 GW; GRIMM 2007, S. 16) angenommen, dass diese vor allem im Bereich der Systemdienstleistung eingesetzt werden. Die Thematik der Systemdienstleistung und der technischen Netzstabilität steht jedoch nicht im Fokus dieser Stellungnahme und wird daher nicht weiter vertieft.

### 4.3.2 Speicher

19. Die im elektrischen Strom enthaltene Energie ist aufgrund der leitergebundenen Ladungsbewegung mit nahezu Lichtgeschwindigkeit nur im Moment der Erzeugung nutzbar. Eine Speicherung, also die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung der elektrischen Energie ist deshalb nur möglich, wenn sie in eine andere Energieform umgewandelt wird. Dafür wurden im Laufe der Zeit zahlreiche Technologien entwickelt, die sich je nach Eigenschaft des Energiespeichers für unterschiedliche Anwendungen eignen. Die wichtigsten technischen Eigenschaften zur Beurteilung von Energiespeichern sind: Speicherkapazität, Speicherleistung, Wirkungsgrad, Speicherverluste, Leistungsdichte, Leistungsgradient und Lebensdauer. Darüber hinaus sind noch die erschließbaren Gesamtpotenziale sowie die Kosten der Speicherung relevant.

Der Einsatz von Energiespeichern im Stromnetz reicht von der Sekundenreserve (eine der oben erwähnten Systemdienstleistungen) und unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) bis hin zu Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich. Da im vorliegenden Gutachten vor allem die Energiespeicherung im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien bis hin zu einer vollständig regenerativen Elektrizitätsversorgung Deutschlands und Europas untersucht wird, sind insbesondere Technologien mit großer Speicherkapazität (Energieinhalt) für die Nutzung zum Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich von Interesse. Für diese Einsatzbereiche sind insbesondere die folgenden Energieformen bzw. Speicherverfahren relevant (LEONHARD et al. 2008, S. 21):

- potenzielle Energie mit Pumpspeichern,
- mechanische Energie mit Druckluftspeichern,
- chemische Energie zum Beispiel mit Wasserstoff (-Verbindungen) und
- elektrochemische Energie mit Batterien.

### Speichertechnologien

20. *Pumpspeicherkraftwerke* sind Wasserkraftwerke, die neben dem Generatorbetrieb auch für einen Pumpbetrieb ausgelegt sind. Ist das Angebot an Elektrizität im Markt größer als die Nachfrage, kann überschüssige elektrische Energie genutzt werden, um mithilfe der Pumpe Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken zu pumpen. Zu einem späteren Zeitpunkt, beispielsweise in Spitzenlastzeiten, kann das Kraftwerk die gespeicherte Lageenergie im Generatorbetrieb wieder in Elektrizität wandeln und ins Stromnetz einspeisen.

Deutschland verfügt gegenwärtig über eine installierte Pumpspeicherleistung von circa 7 GW und einer gesamten Speicherkapazität von circa 0,040 TWh (LEONHARD et al. 2008, S. 21; OERTEL 2008, S. 35). Die Wirkungsgrade der Anlagen liegen zurzeit im Bereich von 70 bis 80 % (NEUPERT et al. 2009, S. 133).

Aufgrund von topographischen Gegebenheiten (nur geringer Anteil von Hochgebirge an der Landesfläche) und notwendiger erheblicher Eingriffen in die Natur für den Bau zusätzlicher Pumpspeicherkraftwerke muss das zusätzliche Potenzial in Deutschland nach Auffassung des SRU als eher gering eingeschätzt werden.

Europäische Potenziale sind vor allem in Skandinavien und den Alpenregionen zu finden. Allein Norwegen besitzt Speicherkraftwerke mit einer Speicherkapazität von bis zu 84 TWh (Nord Pool ASA 2010a) die zu erheblichen Teilen durch den Bau von Steigleitungen und den Einbau zusätzlicher Pumpen in Pumpspeicherkraftwerke umgewandelt werden können. Auch Schweden verfügt über Speicherwasserkraftwerke mit Speicherkapazitäten von fast 34 TWh (Nord Pool ASA 2010b).

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über Pumpspeicherkraftwerke sind in Tabelle 4-2 aufgelistet:

Tabelle 4-2

**Technische und wirtschaftliche Parameter zu Pumpspeichern**

	unit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>technical parameters</b>						
roundtrip efficiency	kW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
losses per hour	1/h	0	0	0	0	0
storage capacity in relation to power block size	kWh/kW	8	8	8	8	8
availability factor	-	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
<b>economic parameters</b>						
investment costs converter	€/kW	1600	1600	1600	1600	1600
fixed operation costs converter (percentage of original investme	-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
fixed operation costs converter (absolute)	€/kW	16	16	16	16	16
life-time converter	a	20	20	20	20	20
investment costs storage	€/kW	0	0	0	0	0
fixed operation costs storage (absolute)	€/kWh	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
life-time storage	a	60	60	60	60	60
variable operation costs	€/kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Quelle: DLR 2010

Konventionelle *Druckluftspeicherkraftwerke* (CAES – Compressed Air Energy Storage) sind Gasturbinenkraftwerke, die mithilfe von elektrisch betriebenen Kompressoren überschüssige elektrische Energie nutzen, um damit Umgebungsluft zu komprimieren und in Salzkavernen oder Aquiferen zu speichern. In Spitzenlastzeiten kann dann die komprimierte Luft einer Gasturbine zugeführt werden, um damit wieder elektrischen Strom zu erzeugen. Die gespeicherte Druckluft ersetzt damit bei der konventionellen Gasturbine die Verdichterstufe, die bei gewöhnlichem Betrieb bis zu zwei Drittel der eingesetzten Energie des Kraftwerks verbraucht (CROTOGINO 2003, S. 4).

Im Vergleich zu Pumpspeichern ist bei konventionellen Druckluftspeicherkraftwerken der zusätzliche Einsatz von Brennstoff erforderlich, da die bei der Kompression entstehende Wärme an die Umgebung abgegeben wird und die abgekühlte gespeicherte Druckluft vor ihrer Nutzung in der Elektrizitätserzeugung auf eine Temperatur von mehreren hundert Grad erhitzt werden muss. Es wird dadurch für CAES-Anlagen nur ein Wirkungsgrad von unter 55 % erzielt (CROTOGINO 2003, S. 4).

Zur Wirkungsgradverbesserung werden zurzeit sogenannte adiabatische Druckluftspeicher entwickelt (AA-CAES – Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage), die die Kompressionswärme in Wärmespeichern zwischenspeichern, um die komprimierte Druckluft vor der Nutzung wieder zu erhitzen. Hierbei wird kein zusätzlicher Brennstoff benötigt. Der Wirkungsgrad dieser Druckluftspeicher kann auf circa 70 % erhöht werden (NEUPERT et al. 2009, S. 129).

Bisher sind in Deutschland noch keine adiabatischen Druckluftspeicher im Einsatz. Das einzige konventionelle Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerk in Deutschland, das Spitzenlastkraftwerk Huntorf der E.ON AG, ist seit 1978 in Betrieb und verfügt bei einem Speichervolumen von 300.000 m<sup>3</sup> über eine Leistung von 321 MW. Das

Speichervolumen entspricht unter den technischen Bedingungen des Kraftwerks Huntorf circa 0,642 GWh. Die bisher in Deutschland vorhandenen Druckluftspeicherkapazitäten sind damit im Vergleich zum erforderlichen Speicherbedarf in der Größenordnung von Terrawattstunden praktisch unbedeutend. Zukünftige Potenziale werden aufgrund der zahlreichen Vorkommen von Salzstöcken vor allem in Norddeutschland auf eine gesamte Speicherkapazität von bis zu 3,5 TWh geschätzt (EHLERS 2005, S. 4). Die Potenzialanalysen wurden im Rahmen einer Diplomarbeit an der Universität Flensburg untersucht und entsprechen daher einer ersten Abschätzung. Um fundierte Erkenntnisse zu erlangen, müssen weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über adiabatische Druckluftspeicher sind in Tabelle 4-3 aufgelistet.

Überschüssige elektrische Energie kann auch mithilfe von Elektrolyse in *Wasserstoff* gewandelt, anschließend verdichtet und gespeichert werden. Für die Speicherung bieten sich konventionelle Gasspeicher in Kavernen oder Aquiferen an. Dabei kann jedoch aufgrund der höheren Energiedichte mit Wasserstoff circa die 60-fache Nutzenergiemenge in vergleichbaren Kavernen gespeichert werden wie das mit Druckluftspeichern der Fall ist (LEONHARD et al. 2008, S. 25). Zur Rückumwandlung in elektrische Energie können grundsätzlich Gasturbinen, -motoren oder Brennstoffzellen eingesetzt werden. Für den gesamten Speicherprozess mit Elektrolyse, Verdichtung und Rückumwandlung in der Brennstoffzelle ist heute ein Wirkungsgrad von circa 44 % möglich (DLR 2010).

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den Annahmen in den vorgestellten Szenarien über die Wasserstoffspeicherung und Elektrizitätsrückgewinnung mit Brennstoffzellen sind in Tabelle 4-4 aufgelistet.

Tabelle 4-3

**Technische und wirtschaftliche Parameter zu AA-CAES-Anlagen**

	unit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>technical parameters</b>						
roundtrip efficiency		0.7	0.78	0.78	0.8	0.8
losses of pressure and heat per hour	1/h	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
availability factor	-	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
<b>economic parameters</b>						
investment costs converter	€/kW	310	300	300	290	280
fixed operation costs converter (percentage of original investment)	-	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
fixed operation costs converter (absolute)	€/kW	6.2	3	3	2.9	2.8
life-time converter	a	25	25	25	25	25
investment costs cavern/container	€/kWh	50	50	50	50	50
investment costs cavern/container, growing share of containers	€/kWh	50	50	140	230	275
fixed operation costs cavern (percentage of original investment)	-	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
fixed operation costs cavern (absolute)	€/kWh	1	0.5	0.5	0.5	0.5
life-time cavern	a	40	40	40	40	40
variable operation costs	€/kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Quelle: DLR 2010

Tabelle 4-4

**Technische und wirtschaftliche Parameter zur Wasserstoffspeicherung**

	unit	2010	2020	2030	2040	2050
<b>technical parameters</b>						
roundtrip efficiency		0.44	0.46	0.47	0.48	0.49
losses per hour	1/h	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
storage capacity in relation to power block size	kWh/kW	200	200	200	200	200
availability factor	-	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
<b>economic parameters</b>						
investment costs converter	€/kW	1500	1500	1500	1500	1500
fixed operation costs converter (percentage of original investme	-	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
fixed operation costs converter (absolute)	€/kW	30	15	15	15	15
life-time converter	a	5	5	5	5	5
investment costs cavern	€/kWh	50	50	50	50	50
fixed operation costs storage (percentage of original investmen	-	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
fixed operation costs storage (absolute)	€/kWh	1	0.5	0.5	0.5	0.5
life-time storage	a	20	20	20	20	20
variable operation costs	€/kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Quelle: DLR 2010

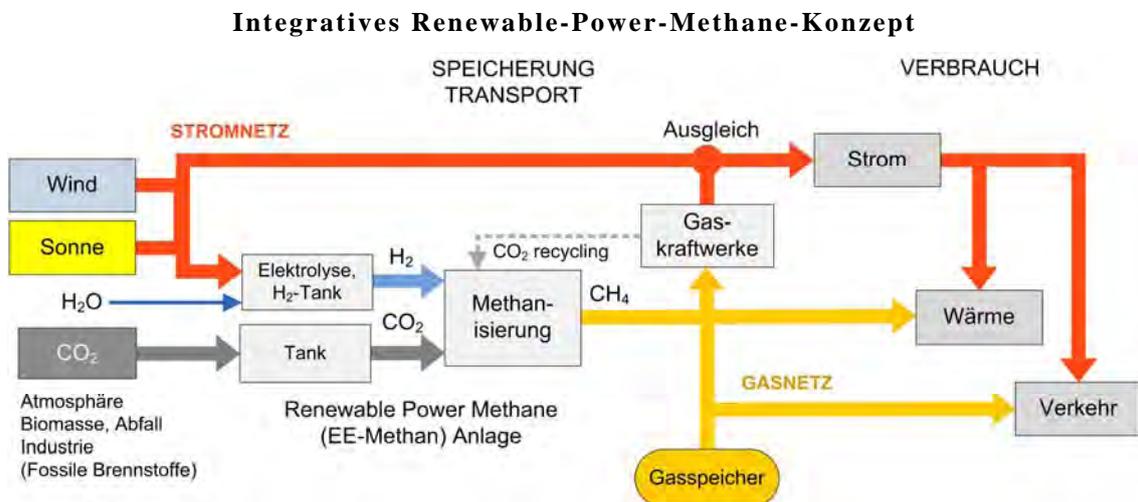
Trotz des niedrigen Wirkungsgrades der gesamten Prozesskette ist diese Technologie zukünftig zur Speicherung von erneuerbaren Energien interessant, da zum einen national große Speicherkapazitäten erschlossen werden können und zum anderen der erneuerbar erzeugte Wasserstoff sektorübergreifend, also auch im Verkehr, Wärmebereich oder in der Industrie, eingesetzt werden kann.

Wird dem sektorübergreifenden Systemansatz mehr Gewicht beigemessen, bietet insbesondere das Renewable-Power-Methane(RPM)-Konzept (STERNER 2009) (Abbildung 4-15) eine interessante Alternative bzw. Erweiterung zur Wasserstoffspeicherung. Das vom Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) entwickelte Konzept basiert

auf der Methanisierung von Wasserstoff, der mit Hilfe regenerativ erzeugter Elektrizität gewonnen wird.

Obwohl das RPM-Konzept bis zum Prozessschritt der Methanspeicherung einen Wirkungsgrad von circa 60 % und bei Rückverstromung über die gesamte Prozesskette nur einen Wirkungsgrad von circa 36 % erreicht, bietet es entscheidende Vorteile aufgrund der multifunktionalen Einsetzbarkeit und der hohen Energiedichte des erzeugten Methans (CH<sub>4</sub>), die etwa bei dem Fünffachen des Wertes von Wasserstoff liegt. Durch die Verknüpfung des Stromnetzes mit dem Erdgasnetz und der dafür, im Gegensatz zur Wasserstoffwirtschaft, bereits vorhandenen Infrastruktur im Bereich Wärme, Verkehr und Industrie stehen enorme Nutzungspotenziale zur Verfügung.

Abbildung 4-15



Quelle: STERNER und SCHMIDT 2009

Da die Gesamtpotenziale von *Akkumulatoren* zur langfristigen Energiespeicherung mit den dafür benötigten großen Speicherkapazitäten im Verhältnis zu Pump-, Druckluft- und Wasserstoffspeichern als eher gering eingeschätzt werden, sind sie bei den Szenariorechnungen für das vorliegende Gutachten nicht berücksichtigt worden. Der zukünftige Einsatz von Akkumulatoren wird im Rahmen der Netzanwendung überwiegend im Bereich der Systemdienstleistung gesehen.

#### Die Rolle von Speichern in den SRU-Szenarien

**21.** Die folgenden Ausführungen stellen dar, welche Rolle die Energiespeicherung in den SRU-Szenarien spielt und welche Formen der Speicherung genutzt werden. Sie legen dabei einen Schwerpunkt auf die zweite Szenarienfamilie (regenerative Vollversorgung im Verbund mit Norwegen und Dänemark) und gehen umfassend auf die notwendigen Schritte zur Erschließung der skandinavischen Pumpspeicherkapazitäten ein. Aus Sicht des SRU wird die Zusammenarbeit mit Norwegen und anderen skandinavischen Ländern mit hoher Wahrscheinlichkeit notwendig sein und ist auch dann eine robuste Strategie, wenn langfristig ein größerer europäischer Stromverbund realisiert wird. Die Rolle der Energiespeicherung in den Szenarienfamilien 1 (vollständige Selbstversorgung Deutschlands) und 3 (europäisch-nordafrikanischer Stromverbund) wird zum Vergleich ebenfalls kurz erläutert.

In dem als theoretische Referenz gedachten Szenario 1.a (vollständige Selbstversorgung bei Nachfrage von 500 TWh) werden notwendigerweise im Jahr 2050 die Potenziale zur Energiespeicherung in Deutschland stark genutzt. Insgesamt werden über das Jahr circa 50 TWh elektrische Energie in Form von Druckluft eingespeichert und nach Verlusten circa 34 TWh wieder in das Netz eingespeist. Pumpspeicherkapazitäten werden in der Jahressumme mit circa 1,2 TWh Einspeicherung und circa 1 TWh Ausspeicherung genutzt. Die energetische Differenz zwischen Ein- und Ausspeicherung entsteht durch Umwandlungs- und Speicherverluste und kann daher dem System nicht wieder zugeführt werden.

Von den geschätzten Druckluftspeicherpotenzialen in Deutschland in Höhe von 3,5 TWh (EHLERS 2005) werden in Szenario 1.a maximal 1,4 TWh (Differenz zwischen minimalem und maximalem Speicherfüllstand) in Anspruch genommen. Dabei bewegt sich die Speicherarbeit im Verlauf des Jahres bis auf wenige Wochen sogar nur in einer Bandbreite von 0,8 TWh, was bei einer entsprechenden Optimierung die Möglichkeit einer Verringerung der benötigten Gesamtspeicherkapazität eröffnet. Die maximal genutzte Pumpspeicherkapazität ist mit weniger als 0,050 TWh nur geringfügig größer als die bereits heute in Deutschland vorhandene Kapazität zur Pumpspeicherung. In diesem Ergebnis spiegelt sich die Modellannahme wieder, dass in Deutschland keine zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden.

Trotz des forcierten Einsatzes von Druckluftspeichern muss in diesem Szenario eine installierte regenerative Erzeugungsleistung von 230 GW vorgehalten werden, damit die Nachfrage versorgungssicher gedeckt werden kann (vgl. Kap. 3.2). Dies führt jedoch zu einem im Inland nicht nutzbaren Überangebot an (kostenloser) regenerativer Energie in Höhe von 53 TWh, das abgeregelt werden muss. Bei einer angenommenen Inlandsstromnachfrage von 500 TWh entspricht dies einem Anteil von mehr als 10 %. Da das Überangebot vorwiegend in Starkwindzeiten entsteht, kann eine Überproduktion technisch durch Abregelung der Windenergieerzeugung vermieden werden. Ökonomisch führt dies jedoch zu höheren durchschnittlichen Stromerzeugungskosten und damit zu einer teureren Elektrizitätsversorgung.

Im Szenario 2.1.a wird die Autarkierestriktion gelockert und eine Kooperation mit Dänemark und Norwegen simuliert, in der ein Energieaustausch von maximal 15 % der Jahresarbeit zugelassen ist. Als Folge verringert sich die Nutzung von Druckluftspeicherkapazitäten in Deutschland merklich. Die Jahressumme der Einspeicherung sinkt von 50 auf 5,7 TWh, während die Summe der Ausspeicherung von 34 auf 4,3 TWh sinkt. Der Großteil der erforderlichen Speicherarbeit wird in diesem Szenario von den kostengünstigeren Pumpspeichern Norwegens übernommen. Die in Deutschland notwendige installierte Erzeugungsleistung kann durch die Kooperation von 230 GW (Szenario 1.a) auf 163 GW gesenkt werden. Das jährliche Energieüberangebot wird damit von 53 TWh auf 0,8 TWh reduziert. Schon durch die begrenzte Kooperation mit Norwegen und Dänemark besteht die Möglichkeit, die Stromversorgung für Deutschland ökonomisch vorteilhafter zu gestalten als unter der Bedingung der vollständigen Energieautarkie. Dänemark ist unter den Bedingungen des Szenarios 2.1.a, das keine Nettoimporte zulässt, praktisch nur Durchleitungsland. Den Kern der Kooperation stellen die norwegischen Speichermöglichkeiten dar.

Für die Energiekooperation mit Norwegen erscheint aus technisch-ökonomischer Sicht ein dreistufiges Vorgehen im Zeitraum bis zum Jahr 2050 sinnvoll:

- 1. Stufe: Nutzung des norwegischen Elektrizitätsverbrauchs als Lastsenke
- 2. Stufe: zusätzliche Nutzung der vorhandenen norwegischen Pumpspeicherleistung
- 3. Stufe: zusätzlicher Ausbau der vorhandenen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken und Erweiterung der Turbinenleistung.

In der 1. Stufe kann überschüssige in Deutschland erzeugte regenerative Elektrizität dazu genutzt werden, um einen Teil des Bedarfs in Norwegen zu decken und damit den Betrieb von Wasserkraftwerken zu ersetzen. Das nicht genutzte Wasservolumen kann zu anderen Zeiten für den Export von Elektrizität nach Deutschland genutzt werden. Als minimale Last des norwegischen

Versorgungsgebiets stehen dafür dauerhaft gut 7 GW zur Verfügung (dieser Wert wurde zwischen den Jahren 2000 und 2010 nicht unterschritten; Statistics Norway 2010b). Die „Lastsenke Norwegen“ eignet sich vor allem deshalb besonders gut, da durchschnittlich mehr als 95 % (Statistics Norway 2010a) der norwegischen Elektrizitätserzeugung aus Speicherwasserkraftwerken stammen, welche praktisch ohne Zusatzkosten abgeregelt werden können. Im Gegensatz zur Windkraft geht die nicht abgerufene Energie nicht verloren, das Wasser bleibt gespeichert. Da für diese Stufe der Kooperation – abgesehen von der Erweiterung der Transportkapazitäten – keine zusätzlichen Investitionen notwendig sind, kann mit dieser Stufe bereits begonnen werden, sobald in Deutschland die regenerativen Erzeugungsspitzen die nationale Nachfrage übersteigen und Transportkapazitäten in entsprechender Größenordnung geschaffen werden.

Zurzeit besteht die Möglichkeit über Dänemark eine Leistung von circa 1,5 GW mit Norwegen auszutauschen. Zusätzlich sind die deutsch-norwegischen Verbindungsleitungen Nordlink (geplante Inbetriebnahme 2018) und NorGer (geplante Inbetriebnahme 2015) mit jeweils 1,4 GW Leistung in Planung (FAGERHOLM et al. 2010, S. 61). Um die Stromsenke von 7 GW vollständig nutzen zu können, müssten zusätzlich zu diesen Planungen weitere Leitungen mit einer Kapazität von circa 2,7 GW zwischen Deutschland und Norwegen gebaut werden.

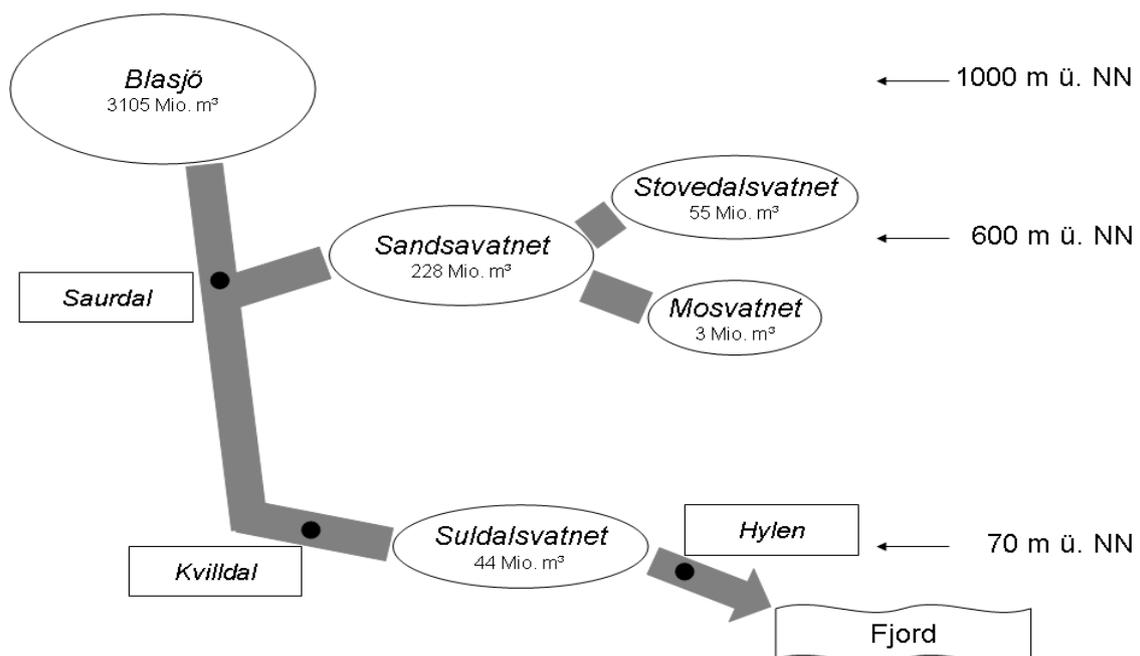
Auch die 2. Stufe der Kooperation erfordert neben dem Netzausbau keine weiteren Investitionen, da nur

vorhandene norwegische Pumpspeicherkapazitäten genutzt werden. Allerdings ist das Volumen dieser Lastsenke durch die vorhandene Pumpspeicherleistung von circa 1 GW (NVE 2010) begrenzt. Auf diese Senke wird immer dann zurückgegriffen, wenn die überschüssige regenerative Erzeugungsleistung in Deutschland die Lastsenke des Stromverbrauchs in Norwegen (1. Stufe) übersteigt. Sie wird nur in dieser Situation in Anspruch genommen, da aufgrund der Pump- und Erzeugungsverluste höhere Kosten für die Speicherung als für die ersetzte Produktion der 1. Stufe anfallen.

Sind die ersten zwei Ausbaustufen zur Nutzung und Speicherung der Überschussleistung aus Deutschland nicht mehr ausreichend, so ist es in der 3. Ausbaustufe möglich, das norwegische Pumpspeicherpotenzial durch den Umbau von Speicherwasserkraftwerken in Pumpspeicherkraftwerke sukzessive auszuschöpfen. Die meisten der circa 370 norwegischen Wasserspeicherkraftwerke bestehen aus einem System mehrerer Seen. Häufig sind in einem solchen System bereits heute verschiedene Ober-, Mittel- und Unterseen durch unterirdische Zuflusstunnels und Druckschächte miteinander verknüpft. Wie Abbildung 4-16 an einem schematisierten Ausschnitt des norwegischen Wasserkraftwerkskomplexes Ulla-Førre zeigt, handelt es sich in Norwegen, wie in dem gezeigten Fall, der in der Realität noch eine Reihe weiterer Seen und Kraftwerke umfasst, um Kaskaden verschiedener Seen und Kraftwerke, die häufig mit relativ geringem Aufwand um Pumpspeichermöglichkeiten erweitert werden können.

Abbildung 4-16

**Schematisierter Ausschnitt aus einem typischen norwegischen Speicherkraftwerkskomplex (Kraftwerke Ulla-Førre)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-16; Datenquelle: Statkraft

Erste Recherchen des SRU haben ergeben, dass alleine die Speicherwasserkraftwerke Tonstad und Kvilldal unter Berücksichtigung von Fallhöhe und Fassungsvermögen der Unterseen ein theoretisches Pumpspeicherpotenzial von etwa 12 TWh aufweisen (bezogen auf einen Umlauf des Speicherinhalts). Da das norwegische System jedoch aus zahlreichen Speicherwasserkraftwerken mit Unterseen besteht, kann davon ausgegangen werden, dass große Teile der vorhandenen Speicherwasserkapazität von 84,3 TWh (Nord Pool ASA 2010a) zu Pumpspeicherkapazität ausgebaut werden kann. In Szenario 2.1.a besteht dafür ein maximaler Bedarf von 22 TWh (maximal ein- oder ausgespeicherte Energiemenge).

Zur Erreichung der in Szenario 2.1.a benötigten Ein- und Ausspeicherleistung von circa 50 GW muss neben der Pumpleistung auch die Turbinenleistung der norwegischen Kraftwerke (bisher 22 GW) erweitert werden. Für diesen Ausbau der Speicherwasserkraftwerke sind zusätzliche Investitionen in Form von zusätzlichen Zuflusstunneln, Druckschächten, Pumpen und Turbinen notwendig, die eine langfristige Planungsgrundlage und entsprechende Vorlaufzeiten in der Realisierung erfordern. Nach Einschätzung des SRU ist zu erwarten, dass diese Erweiterungen jeweils schneller realisiert werden können, als der entsprechende Leitungsausbau durch die Nordsee oder der Neubau entsprechender Hochspannungsleitungen von der deutschen Nordseeküste in die deutschen Verbrauchszentren. Der wesentliche Grund für die erwarteten relativ kurzen Vorlauf- und Planungszeiten liegt darin, dass keine neuen Speicherseen angelegt werden müssen und der größte Teil der Bauvorhaben unterirdisch (Tunnelvortrieb und Kavernenbau für Pumpen und Turbinen) stattfinden kann.

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der benötigten Speicherleistung wurde auf Basis des in Kapitel 4.2 vorgestellten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugungskapazität und der zu deckenden Last in Deutschland ein jeweils möglicher Entwicklungspfad berechnet. Die Kurven in Abbildung 4-17 zeigen die durch Wind oder Photovoltaik erzeugten Leistungsspitzen, welche die in der Simulation berechnete minimale deutsche Netzlast von 35 GW beziehungsweise die maximale Last von 81 GW übersteigen. Die resultierende Überschussleistung ist damit ein Indikator für die Notwendigkeit des Ausbaus von Speicherleistung und grenzüberschreitender Übertragungskapazität. Hierbei überzeichnet Abbildung 4-17 allerdings die ökonomisch sinnvoll zu befriedigende Nachfrage, da jede Überschussleistung berücksichtigt wird, auch wenn sie nur in einer Stunde des Jahres auftritt. Seltene Lastspitzen führen aber nicht zur ökonomisch notwendigen Auslastung von Speichern oder Übertragungsleistungen. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die erforderlichen Leistungen in der Übergangszeit nicht unerheblich unter den in Abbildung 4-17 ausgewiesenen Kapazitäten liegen werden. Im Jahr des Zielszenarios liegen den berechneten Speichern und Übertragungsleistungen allerdings technisch-

ökonomische Optimierungsrechnungen zugrunde, sodass die für das Zieljahr ausgewiesenen Kapazitäten nicht überschätzt sind. Da für Szenario 2.1.a nur der Elektrizitätsaustausch mit Dänemark und Norwegen zugelassen ist, wird die gesamte im Szenario für 2050 berechnete Überschussleistung von 42 GW nach Dänemark und Norwegen übertragen und dort neben dem direkten Verbrauch in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert.

Aus Abbildung 4-17 ist zu entnehmen, dass die 1. und 2. Ausbaustufe zur Nutzung der Lastsenken und der vorhandenen Pumpspeicherleistung in Norwegen mit circa 8 GW schon relativ schnell (zwischen den Jahren 2014 und 2020) nicht mehr ausreichen werden, um die in Deutschland erzeugte Überschussleistung aufzunehmen. Berechnungen der für den vorgeschlagenen Ausbau der Windenergie erforderlichen Speicherleistung (bezogen auf die ermittelte Leistung des Jahres 2050) ergeben im Übergangsszenario 2.1.a ab dem Jahr 2017 einen Speicherbedarf von mehr als 8 GW in Norwegen. Im Jahr 2020 steigt dieser Bedarf bereits auf circa 16 GW. Innerhalb weiterer fünf Jahre erhöht sich dieser Bedarf um weitere 10 GW. Entsprechendes gilt für den Aufbau der Übertragungskapazitäten, der einen noch größeren Engpass darstellt. Die verfügbare und zurzeit geplante Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen beträgt lediglich etwas mehr als 4 GW, wovon zurzeit erst circa 1,5 GW existieren. Ein anspruchsvoller Ausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung in Deutschland, wie er auch von der Bundesregierung beabsichtigt ist, erfordert selbst bei einer geringeren Ausbaugeschwindigkeit als vom SRU in den vorgelegten Szenarien angenommen, neben der Anbindung der Windenergieerzeugungskapazitäten an die deutschen Verbrauchszentren (siehe unten) einen möglichst schnellen Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den skandinavischen Wasserkraftkapazitäten sowie den möglichst schnellen Umbau der skandinavischen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken.

Wie die Berechnungen aus Szenario 2.1.a zeigen, kann besonders Norwegen aufgrund seiner großen Speicherwasserkraftwerksvolumina (84 TWh), der auf Kaskaden von Speicherseen beruhenden Wasserkraftnutzung und seiner relativ einfachen leitungstechnischen Anbindung (keine Querung von dicht besiedelten Gebieten) an die deutsche Windenergienutzung in der Nordsee eine zentrale Rolle für den erfolgreichen Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland spielen. Auch Schweden kann aufgrund einer ähnlichen Struktur der Speicherwasserkraftwerke wie in Norwegen und einer Speicherwasserkraftwerkskapazität von circa 34 TWh eine ähnliche Rolle übernehmen und das mögliche Angebot Norwegens ergänzen. Eine entsprechende Rolle kann von den Alpenländern Österreich und Schweiz aufgrund der sehr viel geringeren Speichervolumina (zusammen weniger als 30 TWh), häufig fehlender Unterseen und der Inanspruchnahme ihrer Kapazitäten

durch eine größere Zahl von Nachbarländern kaum übernommen werden.

Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Vorlaufzeiten sollte möglichst bald mit dem Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen und dem Ausbau der norwegischen Pumpspeicherleistung begonnen werden. Es erscheint dem SRU vor dem Hintergrund der durchgeführten Berechnungen eines der zentralen Versäumnisse der deutschen Energiediskussion und Energiepolitik zu sein, den Ausbau der Übertragungsnetze und Speicher nicht schon viel länger ins Zentrum der Aufmerksamkeit gerückt zu haben.

Räumt man der norwegischen Wasserkraft eine zentrale Rolle beim Ausgleich der Schwankungen der deutschen Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen ein, so stellt sich die Frage, ob die norwegischen Speicherkapazitäten neben ihrem normalen Einsatz für die norwegischen Elektrizitätsversorgung die erforderlichen Speicher- und Erzeugungsleistungen und die notwendigen Speichervolumina nicht nur im Gesamtvolumen sondern auch in jeder Stunde des Jahres bereitstellen kann.

Als Ausgangspunkt der Analyse sind in Abbildung 4-18 die Verläufe der kumulierten norwegischen Speicherwasserfüllstände im Jahr 2008 sowie die maximalen und minimalen Speicherfüllstände im Zeitraum von 1990 bis 2007 dargestellt. Werden zu dem

durchschnittlichem Speicherfüllstandsverlauf des Jahres 2008 die benötigten Einspeicher- und Ausspeichermengen aus den Szenarien 2.1 und 2.2 addiert, so zeigt sich, dass die zusätzliche Inanspruchnahme der Speicher weder zu einer Unter- noch zu einer Überschreitung der minimalen respektive maximalen Speicherfüllstände führt. Das Diagramm zeigt vielmehr, dass eine Vergleichmäßigung der Füllstände über das Jahr erfolgt. Im Frühjahr befindet sich der saldierte Füllstand innerhalb der Bandbreite der ohnehin vorhandenen jährlichen Schwankungen. Über den Sommer wird das große norwegische Angebot an Speicherwasserenergie durch zusätzliche Nachfrage aus Deutschland genutzt und im Herbst und Winter wird der Speicherstand durch einen Einspeicherungsüberschuss gegenüber dem Durchschnittsjahr sogar erhöht, was die Nettoentnahmen für das darauffolgende Frühjahr erleichtert. Per Saldo kommt es unter Berücksichtigung der natürlichen Zuflüsse in die Speicherseen zu einer tendenziellen Erhöhung der Speicherstände und zu einer weiteren Verbesserung der norwegischen Versorgungssicherheit, die bisher in Zeiten geringer jährlicher Wasserzuflüsse durch den Import dänischer Elektrizität aus Kohlekraftwerken gewährleistet wurde. Die Analyse zeigt, dass die häufig geäußerte Befürchtung, dass norwegische Wasserspeicher zu geringe Füllstände für einen Ausgleich der in Deutschland produzierten regenerativen Elektrizität aufweisen würden, unbegründet ist. Vielmehr scheint sich die norwegische Wasserkraft mit der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland sehr gut zu ergänzen.

Abbildung 4-17

**Entwicklung der Überschussleistung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland (Szenario 2.1.a)**

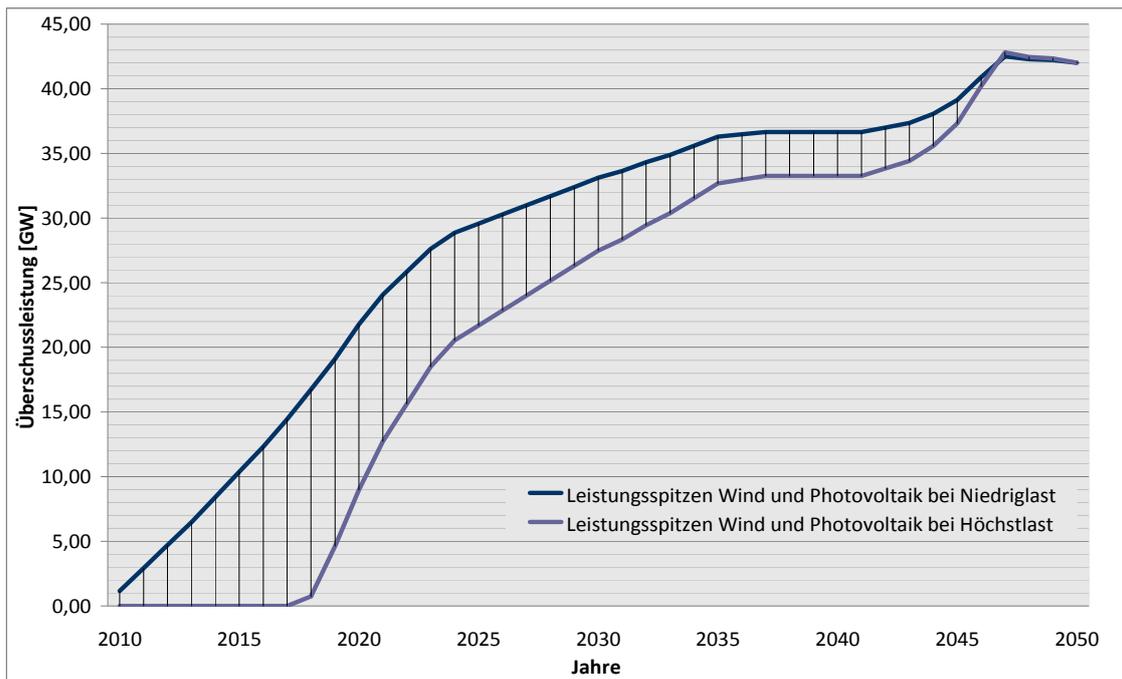
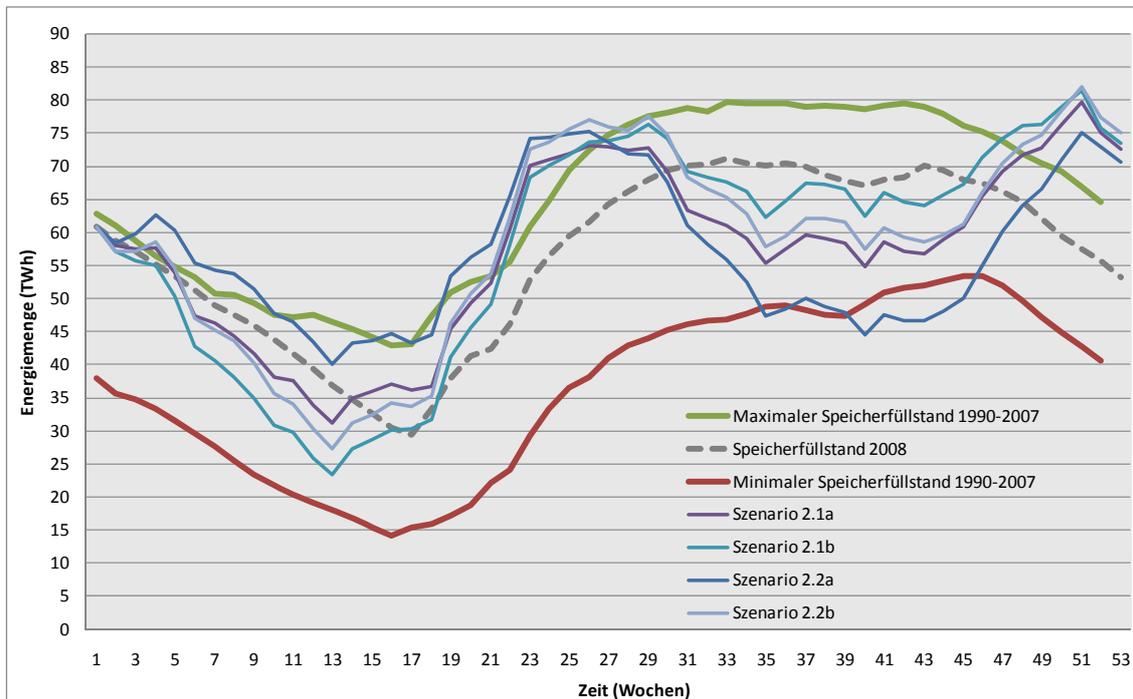


Abbildung 4-18

**Füllstand der norwegischen Speicherwasserkapazität mit Ein- und Ausspeicherung aus Szenario 2 für 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-18; Datenquelle: Nord Pool ASA 2010a

Selbstverständlich stellt die Szenariofamilie 2 mit der Kooperation zwischen Deutschland, Dänemark und Norwegen einen idealisierten Fall dar. Wenn die norwegischen und auch die schwedischen Speicherwasserkraftwerke ein großes Potenzial für eine Erweiterung zu Pumpspeicherkraftwerken zulassen, so steht zu erwarten, dass auch andere europäische Länder bei einem erheblichen Ausbau ihrer Nutzung der erneuerbaren Energiequellen diese Möglichkeit nutzen würden. In Szenario 3.a wird eine entsprechende Situation für den Verbund Europa-Nordafrika analysiert. Es zeigt sich, dass die norwegischen Speicherkapazitäten in diesem Fall, wenn nur sie allein zu Pumpspeicherkraftwerken umgebaut würden, an den Rand ihrer Kapazität kämen, das System aber insgesamt über ausreichend Speichermöglichkeiten verfügt. Zu berücksichtigen ist, dass auch ein erheblicher Teil der schwedischen Speicherkapazitäten ähnliche Strukturen wie die norwegische Wasserkraft aufweisen. Das Potenzial würde sich durch die Berücksichtigung Schwedens von 84 TWh (Norwegen) auf circa 118 TWh erhöhen. Andere Länder im Verbund wie Frankreich, Österreich, die Schweiz, Italien oder Spanien verfügen jeweils über nicht unerhebliche eigene Speicherwasserkraftwerkskapazitäten, für die es zu klären gilt, inwieweit diese zusätzlich zu Pumpspeichern umgebaut werden könnten. Die reale Situation ist daher deutlich günstiger als in den Berechnungen des DLR im Szenario 3.a angenommen. Ein Engpass bei den notwendigen Speichervolumina und

Leistungen dürfte daher bei einem entsprechenden Umbau der Kapazitäten nicht auftreten.

### 4.3.3 Netze

#### Die Ausgleichsfunktion des Netzverbundes

**22.** Nach dem im Auftrag des SRU erstellten Gutachtens von CZISCH (2009) wird deutlich, dass ein leistungsstarker transeuropäischer Stromverbund eine besonders kostengünstige, aber auch politisch sehr anspruchsvolle Option der vollständigen Elektrizitätsversorgung mit erneuerbaren Energien darstellt.

Der Ausgleich der volatilen Elektrizitätserzeugung über einen großräumigen Netzverbund basiert auf dem Prinzip der Diversifizierung. Das entscheidende Kriterium zur Verringerung der Volatilität ist dabei die Korrelation des Energieaufkommens im Zeitverlauf. Ziel ist es, durch geringe oder negative Korrelationen im vernetzten Erzeugungsportfolio Leistungsschwankungen im Sekunden und Minutenbereich und Energieaufkommen bis hin zu saisonalen Schwankungen auszugleichen. Da die erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Sonnenenergie, wetterabhängig sind, kann die Korrelation der Stromerzeugung nur über die Entfernung der vernetzten Stromerzeugungsanlagen und durch die Kombination unterschiedlicher erneuerbarer Energiequellen beeinflusst werden. In der Praxis bedeutet dies, dass auf einer möglichst großen Fläche möglichst

viele Anlagen mit unterschiedlicher Wetterkorrelation vernetzt werden müssen.

Das Zeitverhalten und die Ausgleichseffekte in Abhängigkeit von Entfernungen sollen nachfolgend beispielhaft an der Stromerzeugung aus Windenergie erläutert werden.

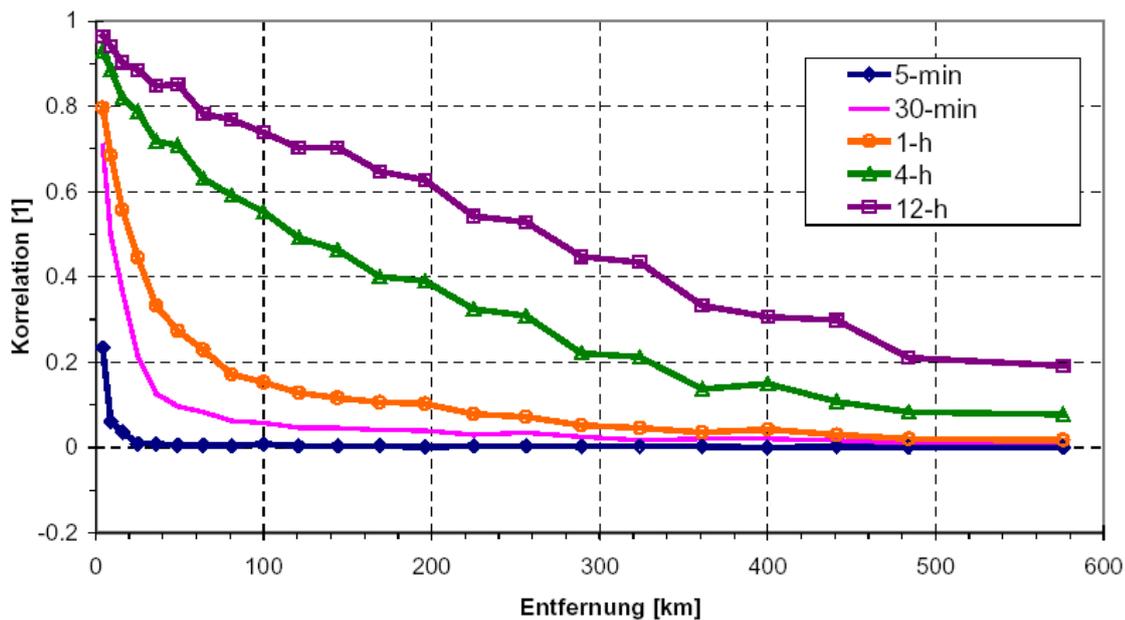
Kurzfristige Schwankungen der Windenergie im Sekundenbereich (z. B. durch eine Windböe) können bereits innerhalb eines einzelnen größeren Windparks ausgeglichen werden, während ein Ausgleich im Minutenbereich bereits ein Einzugsgebiet mit einer Ausdehnung von etwa 10 km erfordert. Entfernungen von 40 km werden für den halbstündlichen Schwankungsausgleich und Abstände von 100 km für Schwankungen im Stundenbereich benötigt. Das Einzugsgebiet der Anlagen vergrößert sich auf Werte über 1.000 km für den Tagesenergieausgleich und etwa

2.000 km für den Monatsausgleich. Wobei bei diesen großen Entfernungen der jeweilige Standort starken Einfluss auf die tatsächliche Korrelation hat. Saisonale Schwankungen des Energieangebots können nur durch Anlagenstandorte in unterschiedlichen Klimazonen verringert werden. Ein solcher saisonaler Ausgleich könnte beispielsweise zwischen Europa und Nordafrika erfolgen. Er erfordert allerdings, die Regionen des südlichen Nordafrikas, die besonders hohe Windgeschwindigkeiten im Sommerhalbjahr aufweisen, mit in einen Gesamtverbund einzubinden.

Die statistischen Zusammenhänge über die Korrelation der Leistungsschwankungen der Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von Entfernung und Zeitintervall, in dem die Schwankungen auftreten, sind in Abbildung 4-19 und in Abbildung 4-20 dargestellt. Je geringer die Korrelation ausfällt, um so eher gleicht sich das Angebot verschiedener Windenergieanlagen aus.

Abbildung 4-19

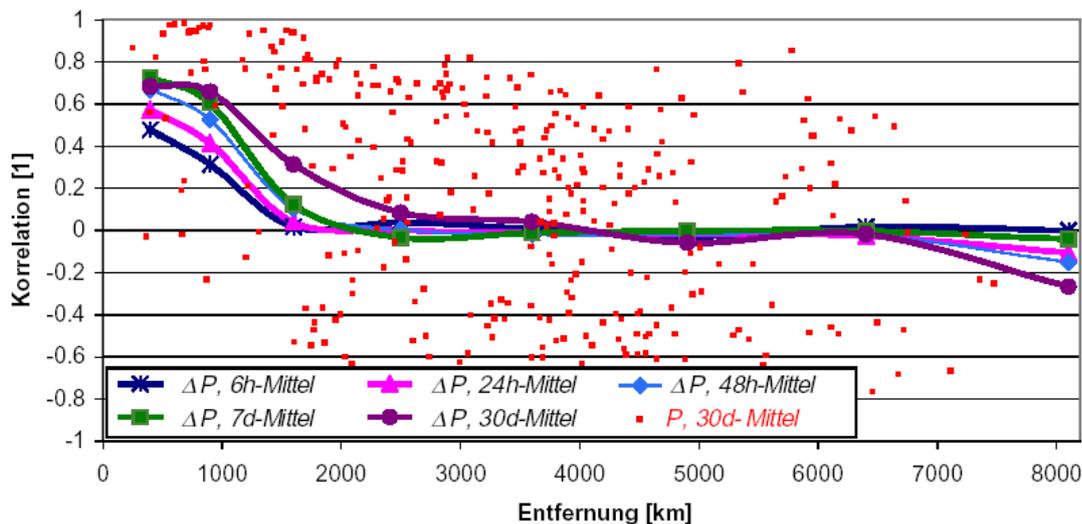
**Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie  
(bis 600 km Entfernung)**



Quelle: CZISCH 2009

Abbildung 4-20

**Korrelation der Leistungsschwankungen aus Windenergie  
(bis 8.000 km Entfernung)**



Quelle: CZISCH 2009

Die Rolle von Netzen in den SRU-Szenarien

**23.** Für die zukünftige regenerative Stromversorgung Deutschlands wird die Offshore-Windenergie aus ökonomischer und technischer Sicht voraussichtlich den größten Anteil der elektrischen Arbeit liefern. In praktisch allen Szenarien des SRU für eine regenerative Vollversorgung des Jahres 2050 beläuft sich der Beitrag der Offshore-Windenergie auf knapp 320 von 509 (bzw. 700) TWh/a. Damit liegt die Haupterzeugungsleistung fernab von den großen Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands. Zusätzlich liegt auch ein großer Teil der Onshore-Windenergie mit einem Beitrag von 56 bis 90 TWh/a in der norddeutschen Küstenregion. Da beide Ressourcen entsprechend dem in Kapitel 4.2 dargestellten Übergangsszenario 2.1.a im Lauf der nächsten zehn Jahre bereits große Zuwächse in der Elektrizitätserzeugung realisieren werden, ist ein rascher Ausbau von erheblichen neuen Übertragungskapazitäten zwischen der deutschen Nordseeküste und den Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Westen, der Mitte und dem Süden Deutschlands dringend geboten. So wächst die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie im Übergangsszenario 2.1.a von circa 40 TWh im Jahr 2009 auf 100 TWh im Jahr 2015, 180 TWh im Jahr 2020 und 260 TWh im Jahr 2025. Gleichzeitig wächst die maximale Erzeugungsleistung der Windenergie offshore auf 8 GW in 2015, 27 GW in 2020, 44 GW in 2025 und 49 GW in 2030, um bis zum Jahr 2050 auf über 80 GW ausgebaut zu werden. Um diese möglichen Beiträge der Windenergie zur deutschen Elektrizitätsversorgung nutzen zu können, ist ein forciertes nationaler Netzausbau erforderlich. Leider greifen alle bisherigen Planungen und offiziellen Studien

(DENA Netzstudie I und II) in ihrem zeitlichen Horizont und dem unterstellten Ausbau der Windenergie viel zu kurz, so dass die Bedeutung des Netzausbaus zum Anschluss der regenerativen Erzeugungsleistung an die deutschen Verbrauchszentren völlig unterschätzt worden ist.

Die energiepolitische Diskussion in Deutschland hat nach Einschätzung des SRU die zentrale Bedeutung des nationalen Netzausbaus genauso verkannt wie die Bedeutung des internationalen Netzausbaus zur Anbindung skandinavischer Pumpspeicherpotenziale und die Bedeutung des Umbaus skandinavischer Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken.

Unter der Voraussetzung, dass politisch keine Energieautarkie gefordert wird, kann eine ökonomisch effiziente regenerative Stromversorgung für Deutschland nur erreicht werden, wenn der Elektrizitätsaustausch mit anderen Ländern und damit der grenzüberschreitende Netzausbau vorangetrieben wird, auch wenn sich die Kooperation in ihrem Kern auf wenige Länder beschränken kann, wie die Szenarien der Szenariofamilie 2 zeigen. Spätestens wenn die national regenerativ erzeugte Leistung nicht mehr vollständig innerhalb der Landesgrenzen verbraucht werden kann und die erste Ausbaustufe der Energiekooperation zum Beispiel mit Norwegen (vgl. Szenario 2.1.a) erforderlich wird, müssen, wie bereits im Zusammenhang mit dem notwendigen Ausbau von Energiespeichern in Abschnitt 4.3.1 diskutiert wurde, leistungsfähige Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. In Abbildung 4-17 sind für das Szenario 2.1.a die zeitlichen Verläufe der erzeugten Überschussleistungen Windenergie und Photovoltaik in Abhängigkeit von der Last dargestellt. Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass

bei dem in Kapitel 4.2 unterstellten Ausbau an erneuerbaren Energien bereits in den nächsten Jahren ein massiver Bedarf an grenzüberschreitendem Netzausbau besteht. Bereits im Jahr 2020 ist für den aus Szenario 2.1.a abgeleiteten Entwicklungspfad eine Übertragungskapazität von 16 GW nach Norwegen erforderlich (Erläuterung s. Abschn. 4.3.1).

Aus dem massiven Übertragungsbedarf, der bereits in wenigen Jahren zu erwarten ist, kann gefolgert werden, dass der Ausbau der grenzüberschreitenden Elektrizitätsübertragung zum Beispiel nach Norwegen nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch wirtschaftlich tragbar ist. Die hohe Expansionsgeschwindigkeit beim Zubau der Windenergie in Deutschland wird dazu führen, dass jede neu gebaute Übertragungsleitung innerhalb kurzer Zeit voll ausgelastet ist. Die derzeit in Planung befindlichen Übertragungsleitungen Nordlink und NorGer mit einer gemeinsamen Kapazität von 2,8 GW erhöhen die vorhandene Leitungskapazität lediglich auf gut 4 GW. Es wird erforderlich sein, bereits bis zum Jahr 2020 über diese Projekte hinausgehende zusätzliche Leitungskapazitäten in der Größenordnung von über 10 GW für einen Elektrizitätsaustausch mit Norwegen zu realisieren.

Es ist zu hoffen, dass die in Deutschland üblichen langen Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Umsetzung des Netzausbaus von bis zu zehn Jahren (KURTH 2010, S. 39) im Fall einer Seekabeltrasse deutlich unterschritten werden können. Wird nicht unverzüglich mit der Planung und dem Ausbau dieser internationalen Leitungsverbindungen begonnen, so werden die fehlenden Übertragungskapazitäten und die dann nicht anschließbaren norwegischen Speicherkapazitäten neben dem Ausbau der deutschen Übertragungsnetze den zweiten Engpass für den – aus klimapolitischen Gründen notwendigen und gewünschten – schnellen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland darstellen.

Bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf für Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen auf circa 42 GW im Szenario 2.1.a (deutsche Nachfrage 509 TWh/a) und auf knapp 62 GW im Szenario 2.2.b (700 TWh/a), wie der Tabelle 3-6 in Abschnitt 3.2.2 im Detail zu entnehmen ist. In Abbildung 4-21 wird die in Szenario 2.1.a im Jahr 2050 bei regenerativer Vollversorgung für den Austausch benötigte Übertragungsleistung zwischen Deutschland, Dänemark und Norwegen dargestellt.

Wie Szenario 3.a für den Verbund Europa-Nordafrika zeigt, sind die in einem kleinen Länderverbund (DE–DK–NO) erforderlichen Verbindungen nach Norwegen und Dänemark mit großer Wahrscheinlichkeit auch noch bei Ausbauszenarien wirtschaftlich, die eine sehr viel umfassendere Kooperation beinhalten. Sogar bei dem im

Szenario 3.a zugelassenen Energieaustausch in der Region Europa und Nordafrika (EUNA) wird der Hauptanteil der überschüssigen in Deutschland regenerativ erzeugten Elektrizität bei einer ökonomisch-technischen Systemoptimierung mit Norwegen ausgetauscht.

Abbildung 4-21

### Maximale Übertragungsleistungen für die Region DE–DK–NO 2050

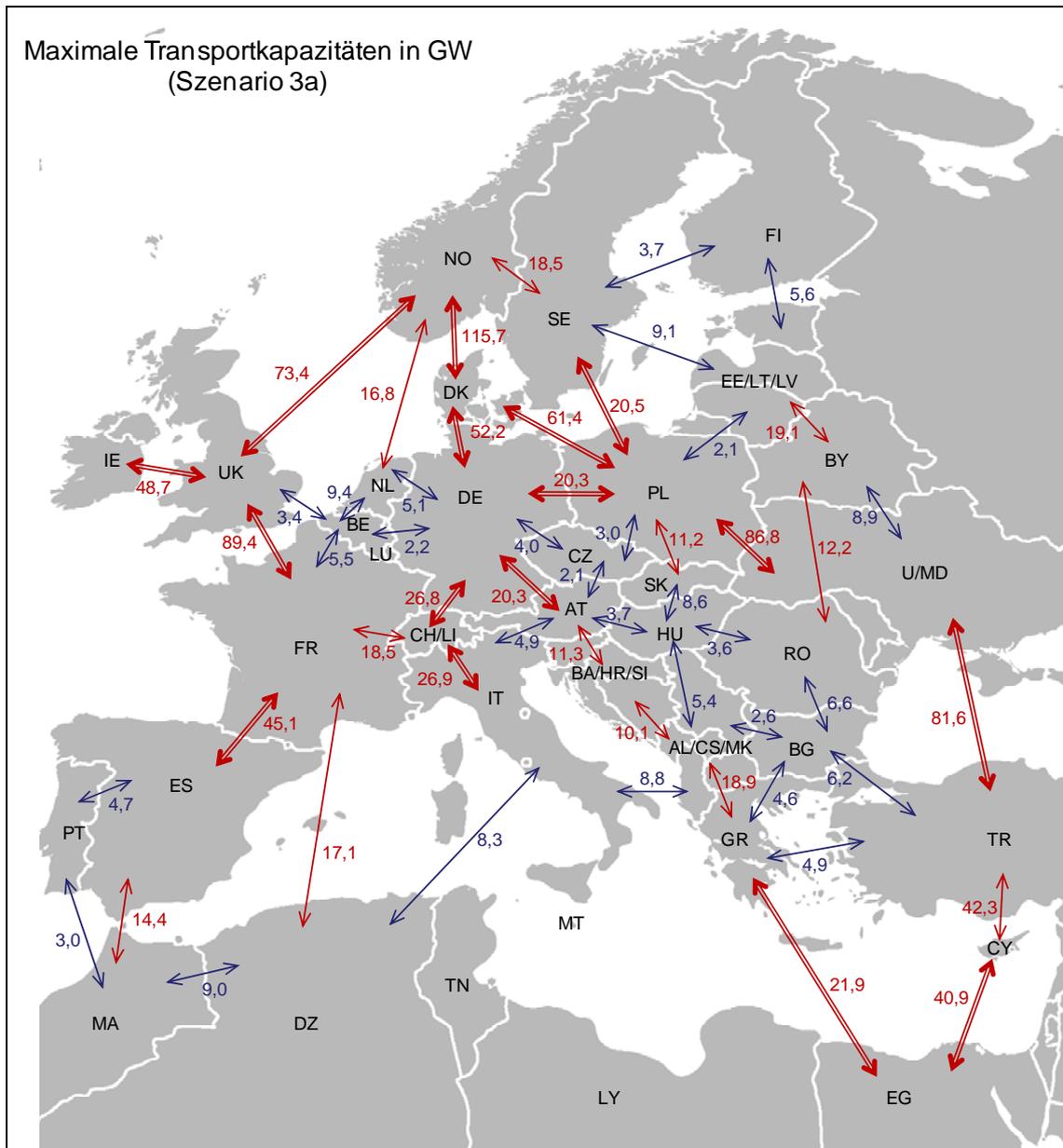


SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-21,  
Datenquelle: DLR 2010b

In Abbildung 4-22 sind die simulierten Übertragungsleistungen für die Region EUNA aus Szenario 3.a (deutsche Nachfrage 509 TWh/a) für das Jahr 2050 dargestellt. Es ist erkennbar, dass für Deutschland der größte Energieaustausch über Dänemark nach Norwegen und außerdem mit der Schweiz, Österreich und Polen stattfindet. Die erforderlichen Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Dänemark erhöhen sich gegenüber dem direkt vergleichbaren Szenario 2.2.a von 47,1 auf 52,8 GW und zwischen Dänemark und Norwegen von 50 auf 115,7 GW. Die im Fall des kleinen Länderverbundes zu bauenden Übertragungskapazitäten werden auch im Fall der umfassenden europäischen Kooperation benötigt und werden aller Voraussicht nach besser ausgelastet werden und damit noch kostengünstiger zu betreiben sein.

Abbildung 4-22

**Maximale Übertragungsleistungen für die Region EUNA in 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-22 Datenquelle: DLR 2010b

Da für die Planung und Realisierung eines umfassenden europäisch-nordafrikanischen Verbundnetzes für große Übertragungsleistungen (Overlay-Grid) nicht unerhebliche politische und rechtliche Hürden zu befürchten sind, kann es für eine Ausbastrategie von Vorteil sein, sich zunächst auf die Kooperation weniger Länder zu beschränken, die energietechnisch geeignet und politisch stabil sind. Weitere Länder könnten einem entsprechenden Verbund sukzessive beitreten, bis eine umfassende Kooperation etabliert ist. Für Deutschland würde ein solcher schrittweiser Aufbau des grenzüberschreitenden Netzausbaus zunächst nur Übertragungstrassen nach Norwegen erfordern, die als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen direkt mit Seekabeln oder indirekt als Überlandleitung bzw. Erdkabel über

Dänemark realisiert werden können. Eine Verlegung an Land dürfte mit deutlich größeren Schwierigkeiten konfrontiert sein, solange es keinen unmittelbaren Nutzen für das Durchleitungsland Dänemark gibt. Da aber auch Dänemark in zunehmendem Maße auf die norwegischen Speicherkapazitäten zur vollen Nutzung der eigenen Windenergiepotenziale zurückgreifen wird, kann es für einen Teil der Übertragungsleistung interessant sein, gemeinsame Übertragungsleitungen zu realisieren, die eine Ein- und Auspeisung in Dänemark erlauben. In einer späteren Ausbaustufe können dann Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in die Schweiz und nach Österreich ausgebaut werden, wenn diese Länder in der Lage sind, einen Teil ihrer Speicherwasserkraftwerke in Pumpspeicherkapazitäten umzubauen. Es steht allerdings

zu befürchten, dass dies sehr viel schwieriger wird als in Norwegen, da es häufig erforderlich sein wird, zusätzliche untere oder neue obere Speicherseen zu bauen. Der Ausbau eines europäisch-nordafrikanischen Overlay-Grids wird im Wesentlichen davon abhängig sein, welche Länder sich mit welchen Erzeugungs- und Speicherpotenzialen einem anfänglich kleinen Verbund anschließen werden.

Nach Einschätzung des im Auftrag des SRU erstellten Gutachtens von BRAKELMANN und ERLICH (2010) kommen für verschiedene Teilbereiche des Netzausbaus durchaus unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Kosten in Betracht (vgl. zum Folgenden BRAKELMANN und ERLICH 2010, S. 8):

- Für Onshore-Trassen bis zu einer Entfernung von 400 bis 500 km bietet sich die zurzeit in Deutschland übliche 50-Hz-Drehstromtechnik auf einem Spannungsniveau von 380 gegebenenfalls 500 kV mit Teilverkabelung mit VPE-Kabeln (Kunststoffkabel mit einer Isolation aus vernetztem Polyethylen) an. Die Teilverkabelung erlaubt eine unproblematische Verlegung und Genehmigung neuer Trassen, die in Deutschland für die Nord-Süd- und Nord-West-Verbindungen erforderlich werden dürften.
- Bei Onshore-Trassen für Entfernungen zwischen 400 und 2.000 km kommen für Einzelverbindungen ohne Netzwerkfähigkeit HVDC Classic (High Voltage Direct Current – Hochspannungsgleichstromübertragung) bis 500 kV, soweit wie möglich in Freileitungstechnik, ansonsten mit Massekabeln in Frage. Bei erfolgreicher Weiterentwicklung sind 800 kV HVDC Classic-Verbindungen mit 800-kV-Niederdruckölkabeln und Verlegung der Kabel in Betonkanälen und Stahlrohren möglich.
- Angesichts der Entwicklungsunsicherheiten bei HVDC-Kabeln und Leistungsschaltern schlagen die Gutachter vor, über die durchaus realistische Alternative der Schaffung eines 16,7-Hz-Overlay-Netzes in Europa nachzudenken. Hierfür könnte eine Spannungsebene von 500 kV eingeführt werden, für die VPE-Kabel sowie die gesamte Drehstrom-Netztechnik entweder bereits zur Verfügung steht oder mit verhältnismäßig geringem Aufwand, im Vergleich zu den Herausforderungen der HVDC-Technologien, entwickelt werden könnten. Diese Alternative senkt den sogenannten Längswiderstand der Leitungen praktisch proportional zur Frequenz. Gegenüber der zurzeit genutzten Frequenz von 50 Hz bedeutet dies eine Reduktion um Faktor 3.

Für Seetrassen schlagen die Gutachter folgende Übertragungstechniken vor (BRAKELMANN und ERLICH 2010, S. 9):

- Für deutsche Offshore-Windparks mit einer Küstentfernung von bis zu 120 km wird die konventionelle 50 Hz-Drehstromtechnik, gegebenenfalls in bipolarer Ausführung empfohlen.

- Für deutsche Offshore-Windparks mit größeren Küstentfernungen wird zurzeit die HVDC-VSC-Technik (VSC: Voltage Source Converter – Transistoren mit moderner Halbleitertechnologie) als einzige Alternative angesehen. Nach Einschätzung von Brakelmann und Ehrlich wäre für diese Aufgabenstellung die 16,7 Hz-Drehstromtechnik, gegebenenfalls in Kombination mit bipolaren Kabelverbindungen, sehr vorteilhaft einsetzbar. Hierbei wäre eine direkte Einspeisung über die Umrichter der Windkraftanlagen möglich, wodurch große Einsparungen im Bereich der Offshore-Konverterstationen für HVDC-Übertragungen möglich würden. Bei einem Einsatz von 16,7 Hz-Onshore-Netzen würden sich diese Vorteile weiter verstärken.

Für die Anbindung deutscher Offshore-Windparks an Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen schlagen die Gutachter HVDC-Seekabelverbindungen mit möglichst hoher Spannung vor, die auch aus einem 16,7 Hz-Offshore-Netz gespeist werden könnten.

Da es sich bei den notwendigen Maßnahmen zum Ausbau der Leitungsnetze in der Regel um Punkt-zu-Punkt-Verbindungen handeln wird, die durch die Spannungsebene, die Frequenz oder die Übertragungsart (Gleichstrom) vom existierenden Hochspannungsnetz getrennt sind, ist es durchaus möglich, diese Verbindungen im Lauf der Zeit mit unterschiedlichen Techniken zu realisieren. Es bedarf nach Einschätzung des SRU daher keiner europäischen Einigung über die einzusetzende Technik, bevor mit dem Bau der ersten Verbindungsleitungen begonnen wird, selbst wenn langfristig ein Verbund aller europäischen Staaten mit Nordafrika angestrebt wird.

Es bleibt festzuhalten, dass der notwendige Ausbau von Netzen und Speichern mit hoher Wahrscheinlichkeit den zentralen Engpass für den notwendigen und aus Klimaschutzgründen wünschenswerten schnellen Ausbau der Nutzung der regenerativen Energiequellen für die Stromversorgung in Deutschland und Europa darstellen wird. Gleichzeitig ergeben alle angestellten Berechnungen, dass weder die nutzbaren Potenziale noch die Verfügbarkeit der erforderlichen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen vergleichbare Engpässe für diese Entwicklung darstellen.

#### **4.4 Zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken**

**24.** Verfolgt man einen konsequenten Ausbau der Nutzung regenerativer Energiequellen mit dem Ziel einer langfristig vollständig regenerativen Elektrizitätsversorgung, so hat dies neben der schrittweisen Ablösung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und dem Ausbau von Netzen und Speichern auch erhebliche Auswirkungen auf die zukünftig mögliche Funktion von Grundlastkraftwerken in dem neuen Versorgungssystem. Da in der bisherigen Diskussion um die Zukunft der deutschen Elektrizitätsversorgung häufig der Eindruck

erweckt wurde, dass eine gesicherte Versorgung ohne Grundlastkraftwerke nicht möglich ist, wird im Folgenden die zukünftige Rolle von Grundlastkraftwerken im Kontext des sich verändernden Versorgungssystems diskutiert.

#### 4.4.1 Die bisherige Elektrizitätsversorgung

25. In der bisherigen Elektrizitätsversorgung wird die Stromnachfrage im Tages- und Jahresverlauf durch regelbare Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gedeckt. Als Grundlastkraftwerke werden üblicherweise Erzeugungseinheiten bezeichnet, die zwischen 7.000 und 8.760 Stunden pro Jahr Elektrizität produzieren. Im Mittellastbereich liegt dieser Wert zwischen 2.000 und 7.000 Stunden, im Spitzenlastbereich unterhalb von 2.000 Stunden pro Jahr (Fraunhofer IWES und BEE 2009, S. 32). Abbildung 4-23 zeigt den Zusammenhang dieser Unterscheidung anhand eines stilisierten Tagesverlaufs der Elektrizitätsnachfrage.

Im Abstand von 15 Minuten wird über den jeweils anstehenden Einsatz der verschiedenen verfügbaren

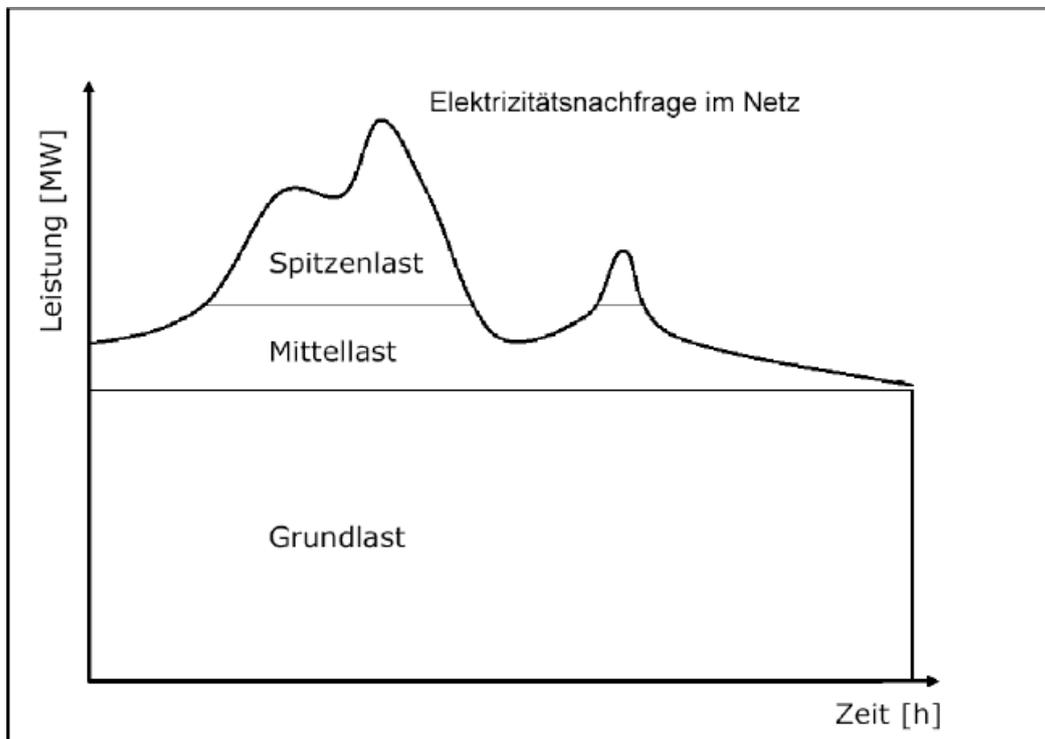
regelbaren Kraftwerke entschieden (Dispatch), um die Stromnachfrage jederzeit vollständig zu decken. Für diese Einsatzentscheidung spielen im Wesentlichen die variablen Kosten der verfügbaren Kraftwerke eine Rolle, die nach ihrer Kraftwerkseinsatzreihenfolge, das heißt der aufsteigenden Reihenfolge ihrer Grenzkosten (der sogenannten Merit Order), eingesetzt werden.

Zusätzlich werden Kraftwerkskapazitäten bereitgehalten, um auf Nachfrage- und Frequenzschwankungen im Minuten- und Sekundenbereich reagieren zu können (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve). Diese Kapazitäten werden als Regelleistung bezeichnet.

Üblicherweise wird Grundlaststrom von großen zentralen Atom- und Kohlekraftwerken produziert. Diese haben zwar höhere Investitionskosten als andere Kraftwerksarten, jedoch vergleichsweise günstige Brennstoff- und damit niedrige variable Kosten (NICOLOSI 2010, S. 2). Sie kommen infolgedessen aufgrund der Merit Order eher zum Einsatz als Kraftwerke mit relativ hohen variablen Kosten, wie beispielsweise Gaskraftwerke mit vergleichsweise hohen Brennstoffkosten.

Abbildung 4-23

#### Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage im derzeitigen Elektrizitätssystem



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-23

#### 4.4.2 Große Anteile erneuerbarer Stromerzeugung im System

26. Da Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Gegensatz zu fossil befeuerten oder nuklearen Kraftwerken keinen Brennstoff benötigen und daher praktisch keine mit dem Betrieb variierenden Kosten haben, wird ihr Strom aus ökonomischen Gründen immer für die Deckung der Nachfrage eingesetzt, bevor auf regelbare Kraftwerke mit variablen Kosten zur Deckung der verbleibenden Differenz zur Nachfrage zurückgegriffen wird.

Bei einem hohen Anteil praktisch nicht regelbarer und vorrangig in das Netz eingespeister Wind- und Sonnenenergie verändert sich die Einsatzentscheidung für regelbare Kraftwerke grundlegend. Es gilt nun nicht mehr, die jeweilige Nachfrage im Netz mit regelbaren Kraftwerken zu bedienen, sondern nur noch, die Differenz zwischen der stark und eventuell schnell schwankenden (fluktuierenden) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, und der Nachfrage durch den Einsatz regelbarer Kraftwerke

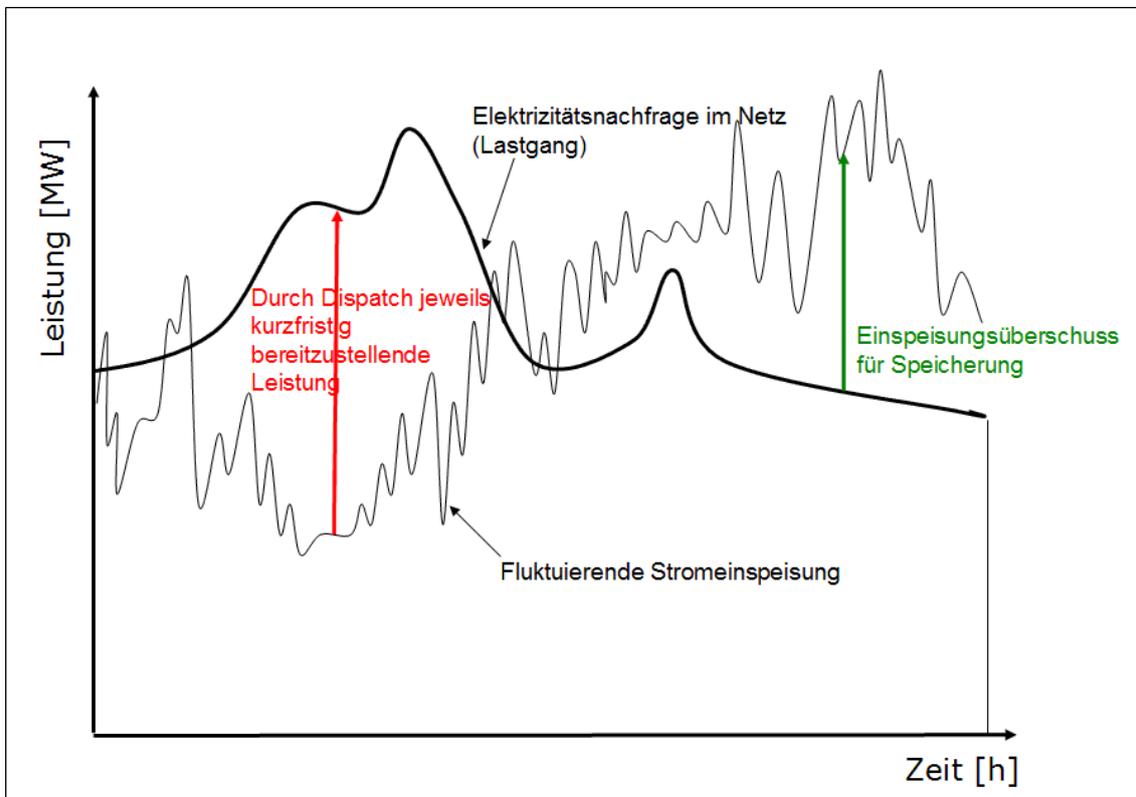
auszugleichen. In Abbildung 4-24 wird dies schematisch dargestellt.

Bildet man die Differenz von Elektrizitätsnachfrage und fluktuierender Einspeisung, so ergibt sich bei Unterdeckung eine Nachfrage nach regelbarer Stromerzeugung (Residuallast) bzw. nach Stromspeichern bei Überdeckung. Die Residuallast muss durch regelbare Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Die Höhe der Residuallast hängt folglich zu jedem Zeitpunkt von der Nachfrage nach elektrischer Energie auf der einen und der Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) auf der anderen Seite ab.

Das in Abschnitt 4.2.1 vorgestellte Übergangsszenario 2.1.a errechnet bereits für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von rund 67 GW Windenergie und 30 GW Photovoltaik in Deutschland. In Summe werden somit im Jahr 2020 gegebenenfalls etwa 97 GW an Leistung installiert sein, deren Stromproduktion nicht exakt planbar ist, da Wind- und Sonnenangebot stark schwanken.

Abbildung 4-24

#### Schematische Darstellung der Deckung der täglichen Stromnachfrage in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil von Windenergie



#### 4.4.3 Anforderungen an das zukünftige Elektrizitätssystem

27. Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert es, das Elektrizitätsversorgungssystem an neue Gegebenheiten anzupassen. Für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien, deren Beitrag im Falle der Wind- und Solarenergie variiert, sind ein flexibler Einsatz konventioneller Kraftwerke, der Ausbau der Speichersysteme für Strom, steuerbare regenerative Energieträger und ein effektives Nachfragemanagement erforderlich. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien muss eine verstärkte Nutzung technischer und wirtschaftlicher Potenziale für ein flexibles Stromerzeugungssystem einhergehen (vgl. NICOLOSI 2010).

Auch das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel schlussfolgert auf Basis einer Simulation der Stromversorgung Deutschlands des Jahres 2020 unter Berücksichtigung der Ausbauprognose des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), dass aufgrund häufigerer und höherer Leistungsänderungen, wie sie die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich mache, der Bedarf an Mittel- bzw. Spitzenlast steige und die „klassische Grundlast“ im Jahr 2020 nicht mehr existieren werde (Fraunhofer IWES und BEE 2009, S. 37).

Auch in einer Simulation der Struktur des Übergangsszenarios 2.1.a für das Jahr 2020 kommen STERNER et al. (2010) vor dem Hintergrund der in Abbildung 4-25

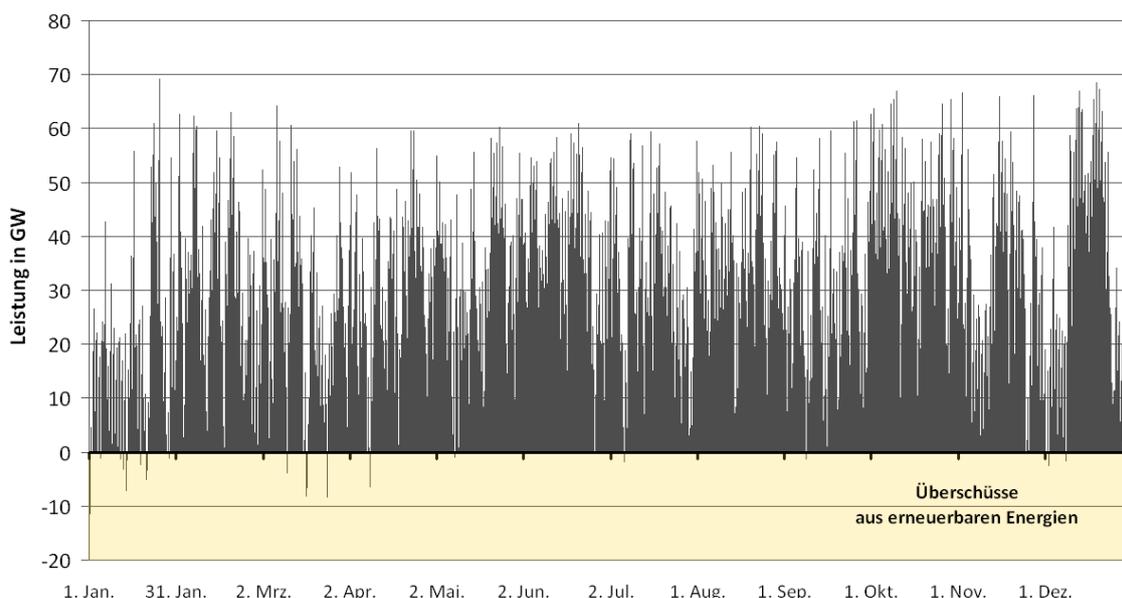
gezeigten Residuallast des Systems zu der Schlussfolgerung, dass bereits 2020 keine durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Grundlast mehr existiert.

Dem Wegfall einer zu bedienenden Grundlast und der notwendigen Flexibilität konventioneller Kraftwerke wird jedoch in der Diskussion um die zukünftig notwendige Erzeugungsstruktur nicht genügend Rechnung getragen.

In Deutschland werden Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke bislang „überwiegend im Dauerbetrieb bei Nennleistung und nur einzelne Anlagen im Lastfolgebetrieb“ (HUNDT et al. 2009, S. iii) betrieben. Über die Fähigkeit dieser Anlagen zum zukünftig immer stärker erforderlichen Lastfolgebetrieb werden in der Literatur unterschiedliche Angaben gemacht. Das IER Stuttgart (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart) hält Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2 % pro Minute (bezogen auf die Nennleistung) im Normalbetrieb und einer Anlagen schonenden Betriebsweise für möglich (HUNDT et al. 2009, S. 28). GRIMM (2007, S. 9) gibt den Leistungsgradienten von Kernkraftwerken mit 5 bis 10 % pro Minute an. Diese Aussage gilt für den Teillastbetrieb von Kernkraftwerken; eine hohe Windenergieeinspeisung über einen längeren Zeitraum kann jedoch das zeitweise Abschalten von Kraftwerken erfordern, die bislang dem Grundlastbetrieb zuzuordnen sind. Bei Kernkraftwerken gehen HUNDT et al. (2009, S. 26) davon aus, dass Kernkraftwerke im Teillastbetrieb bis auf 50 % ihrer Nennleistung abgeregelt

Abbildung 4-25

**Residuallast des Übergangsszenarios 2.1.a im Jahr 2020**



Quelle: STERNER et al. 2010

werden können. Tritt eine geringere zu bedienende Last auf, muss ein Kernkraftwerk abgeschaltet werden. Eine Analyse historischer Daten zeigt, dass die Leistung von Grundlastkraftwerken (im Wesentlichen Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke) in der Vergangenheit an Zeitpunkten mit starker Einspeisung von Windstrom nicht unter 46 % reduziert werden konnte (NICOLASI 2010, S. 15). Neue Steinkohlekraftwerke können nach Angaben des Bundesverbandes Braunkohle (DEBRIV 2010) kurzzeitig bis zu einer Untergrenze von 25 % ihrer Nennlast heruntergeregelt werden.

Starke und häufig auftretende Leistungsänderungen von Atom- und Kohlekraftwerken haben jedoch für den Betreiber mindestens zwei negative Folgen: zum einen sinkt im Teillastbetrieb der Wirkungsgrad einer Anlage und damit erhöhen sich die spezifischen Kosten der Elektrizitätsproduktion, zum anderen führen häufige Leistungsänderungen zu Materialermüdung insbesondere von Bauteilen, die in den Erzeugungskreisläufen hohem Druck oder hohen Temperaturen ausgesetzt sind. Eine solche Betriebsweise mindert somit ihre zu erwartende Lebensdauer (NICOLASI 2010, S. 2). Bei einem erheblichen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden konventionelle Kraftwerke darüber hinaus zeitweise vollständig abgeschaltet werden müssen. Nach Abschaltungen sind Mindeststillstandszeiten einzuhalten, um thermische Spannungen zu verringern (GRIMM 2007, S. 45 ff.). Dies verringert die mögliche Jahresvolllaststundenzahl der Anlage weiter.

Konventionelle thermische Grundlastkraftwerke werden in einem sich ändernden System zunehmend mit Anforderungen an einen erforderlichen Lastfolgebetrieb und häufiger werdenden Abschaltungen konfrontiert, für die sie weder technisch noch ökonomisch ausgelegt worden sind.

Eine im Auftrag der E.ON AG erstellte Studie des IER schlussfolgert, dass aus diesem Grund eine „eindeutige (idealtypische) Zuordnung der Lastbereiche zu einzelnen

Kraftwerkstypen“ in Zukunft „weniger deutlich“ ausfallen werde (HUNDT et al. 2009, S. 22).

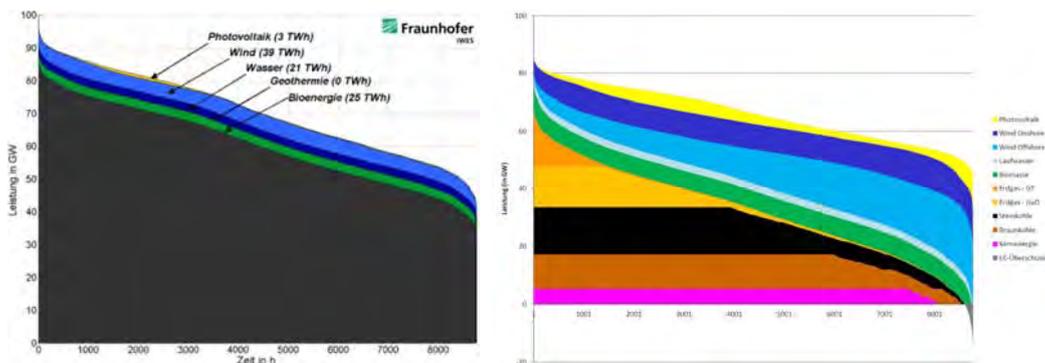
Aus Abbildung 4-25 wird klar, dass es im Falle hoher fluktuierender Einspeisung keine Nachfrage nach Grundlastkraftwerken mehr geben wird. Die verbleibende Nachfrage sollte aus ökonomischen und technischen Erwägungen vielmehr mit Kraftwerken abgedeckt werden, die für einen Betrieb im Bereich der Mittel- oder Spitzenlast konzipiert und entsprechend ausgelegt sind.

Aus einer Simulation des Jahres 2020 aus dem Übergangsszenario 2.1.a, die STERNER et al. (2010) im Auftrag des SRU berechnet hat, ergibt sich bei einem Vergleich der Jahresdauerlinien der Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2007 und des Jahres 2020, dass die erforderliche Leistung der Kraftwerke mit einer Jahresvolllaststundenzahl von mehr als 8.000 von 43,9 GW (2007) auf circa 10 GW (2020) sinkt (vgl. Abb. 4-26). Hierbei ist zu beachten, dass ein großer Teil der von STERNER (ebd.) als Gaskraftwerke ausgewiesenen Spitzenleistung durch in dem System bereits angeschlossenen Speicherleistungen (ca. 16 GW Pumpspeicherleistung in Norwegen, 7 GW Pumpspeicherkraftwerksleistung und erste Druckluftspeicher in Deutschland) bedient werden kann. Diese Technologien sind aber im Modell von STERNER (ebd.) nicht entsprechend enthalten gewesen, weshalb die notwendigen Kapazitäten als Gaskraftwerke ausgewiesen werden. Sollte es nicht gelingen, früh genug die entsprechenden Speicher an das deutsche Netz anzubinden, müssten entsprechende zusätzliche Gaskraftwerke gebaut werden.

In einem Jahresdauerliniendiagramm sind die im Verlauf eines Jahres auftretenden Stundenlasten (nachgefragte Leistung) über der kumulierten Dauer (Stunden) ihrer Nachfrage aufgetragen. In Abbildung 4-26 wird die Residuallast als schwarze Fläche dargestellt, die darüber liegenden farbigen Flächen stellen die erneuerbaren Energien dar.

Abbildung 4-26

### Jahresdauerlinien der deutschen Stromerzeugung 2007 und 2020



Quelle: FRAUNHOFER IWES und BEE 2009; STERNER et al. 2010

Eine Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken, wie sie derzeit von verschiedenen Seiten als notwendige Option dargestellt wird (vgl. CDU et al. 2009), würde die oben dargestellten Probleme unnötig verschärfen, denn Atomkraftwerke verfügen nicht über die im zukünftigen Energiesystem notwendigen Flexibilitätseigenschaften. Auch der Bau neuer Kohlekraftwerke für den Grundlastbereich ist weder eine für das System hilfreiche Ergänzung, noch werden entsprechende Investitionen auf Dauer die erwarteten ökonomischen Ergebnisse für die Investoren erzielen, da die bei der Planung der Kraftwerke unterstellten Betriebsstunden nicht mehr erreicht werden können.

Der SRU sieht das zukünftige Stromversorgungssystem daher bereits heute vor die Grundsatzentscheidung zwischen zwei unterschiedlichen Entwicklungspfaden gestellt. Möglich ist entweder:

- ein massiver Ausbau der regenerativen Energiequellen, der mit schnell startenden Kraftwerkskapazitäten (Gaskraftwerke), Stromspeichern und einem erheblichen Netzausbau kombiniert werden muss, oder
- der Ausbau einer Kraftwerksstruktur auf der Basis von Grundlastkraftwerken (Kohle mit CCS (Carbon Capture and Storage) und/oder Kernkraftwerke) unter Verzicht auf einen weiteren substanziellen Ausbau der regenerativen Energiequellen Wind und Sonne zur Stromerzeugung, da ein hoher Anteil von Wind- und Sonnenenergie nicht sinnvoll mit einer grundlastorientierten Stromerzeugung (aus Kohle und Kernenergie) kombiniert werden kann.

Aufgrund des Systemgegensatzes zwischen Kraftwerken, die technisch-ökonomisch auf Grundlast ausgelegt sind, und stark fluktuierenden regenerativen Energiequellen sind nach Einschätzung des SRU sowohl die diskutierte Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken als auch der geplante Neubau von erheblichen Kapazitäten von Kohlekraftwerken mit einer Übergangstrategie auf eine vollständig regenerative Energieversorgung unvereinbar.

#### 4.5 Kosten des Entwicklungspfad

28. Abgeleitet aus den in Kapitel 4.2 berechneten Entwicklungen des Kapitalstocks der erneuerbaren Energien wurde exemplarisch für das Übergangsszenario 2.1.a die Kostenentwicklung der regenerativen Stromversorgung berechnet. Die Annahmen zum zeitlichen Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten wurden an die des Leitszenarios A der Leitstudie 2008 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (NITSCH 2008) angelehnt und auf das REMix-Szenario 2.1.a skaliert. Das Modell REMix basiert in seinen für 2050 erwarteten Kosten auf einer Fortschreibung der Kostenannahmen von NITSCH (2008).

Die Veränderung der Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien, wie sie für die Berechnungen des

SRU angenommen wird (vgl. Abb. 4-27), ist im Wesentlichen von technischen Parametern, wie der Verbesserung von Wirkungsgraden, Kostensenkungspotenzialen durch Skaleneffekte und ökonomischen Randbedingungen, wie der angenommenen Kapitalverzinsung, abhängig. Sie unterliegen bei einem Betrachtungszeitraum von vierzig Jahren nicht unerheblichen Unsicherheiten. Wie in Kapitel 2.2 bereits diskutiert, liegen die hier unterstellten Kostensenkungspotenziale in der Spannweite der bisher in der wissenschaftlichen Literatur veröffentlichten Abschätzungen. Im Bereich der Windenergie ergibt eine Rückrechnung der Kostenangaben nur auf der Basis der im Szenario in Deutschland installierten Leistungen Lernfaktoren von 11,5 % für den Onshorebereich und von 18,6 % für Offshore (vgl. Tab. 4-5). In ihrer jüngsten Untersuchung kommt NEIJ (2008, S.2209) zu einer Bandbreite von 18 bis 22 % für Windenergie bis 2050, von 15 bis 25 % für Photovoltaik und von 0 bis 10 % für die energetische Biomassenutzung. Die sich aus der Rückrechnung ergebenden angenommenen Lernfaktoren für die Windenergie sind daher eher als vorsichtige Annahmen einzuschätzen. Eine entsprechende Rückrechnung ergibt einen Lernfaktor von 2,2 % für die energetische Biomassenutzung. Auch diese Annahme ist als eher konservativ zu qualifizieren. Die Rückrechnung für den angenommenen Lernfaktor der Photovoltaik ergibt einen Wert von 26 %, der knapp oberhalb des oberen Randes des von NEIJ (ebd.) quantifizierten Bereichs liegt. Dieser Wert ist damit eindeutig als sehr optimistisch einzuschätzen. Die angenommenen Kostenentwicklungen im Bereich der Photovoltaik sind vor allem für die Zeit nach 2035 als eher optimistisch anzusehen und müssten von einer ähnlich starken Expansion der Photovoltaiknutzung weltweit flankiert werden, um auf die für in Deutschland installierte Anlagen doch sehr ambitionierten Werte von weit unter 15 ct/kWh zu kommen. Sollte es sich herausstellen, dass der angenommene Wert von 8,9 ct/kWh zu optimistisch ist und nur eine Kostensenkung auf 15 ct/kWh bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann, so erhöhen sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Szenario 2.1.a von 7,0 auf 7,56 ct/kWh. Im Szenario 2.2.a, das einen Nettoimport von Strom zulässt, bleiben die Stromgestehungskosten bei 6,5 ct/kWh, da die Photovoltaik in diesem Szenario nicht zum Einsatz kommt.

Die unterstellte Kostenentwicklung im Bereich der Biomassenutzung geht einerseits von moderat sinkenden Investitionskosten für die eingesetzte Technologie aus, sie geht aber beim Einsatz von Energiepflanzen oder Restholz davon aus, dass die Preise dieser Substrate oder Brennstoffe sich auf Dauer ähnlich entwickeln werden wie die Preise konventioneller Brennstoffe.

Das für das Gutachten unterstellte Kostensenkungspotenzial im Bereich der elektrischen Nutzung der Geothermie ist als eher konservativ einzuschätzen. Aktuell diskutierte Zahlen gehen eher von einem größeren Kostensenkungspotenzial aus.

Tabelle 4-5

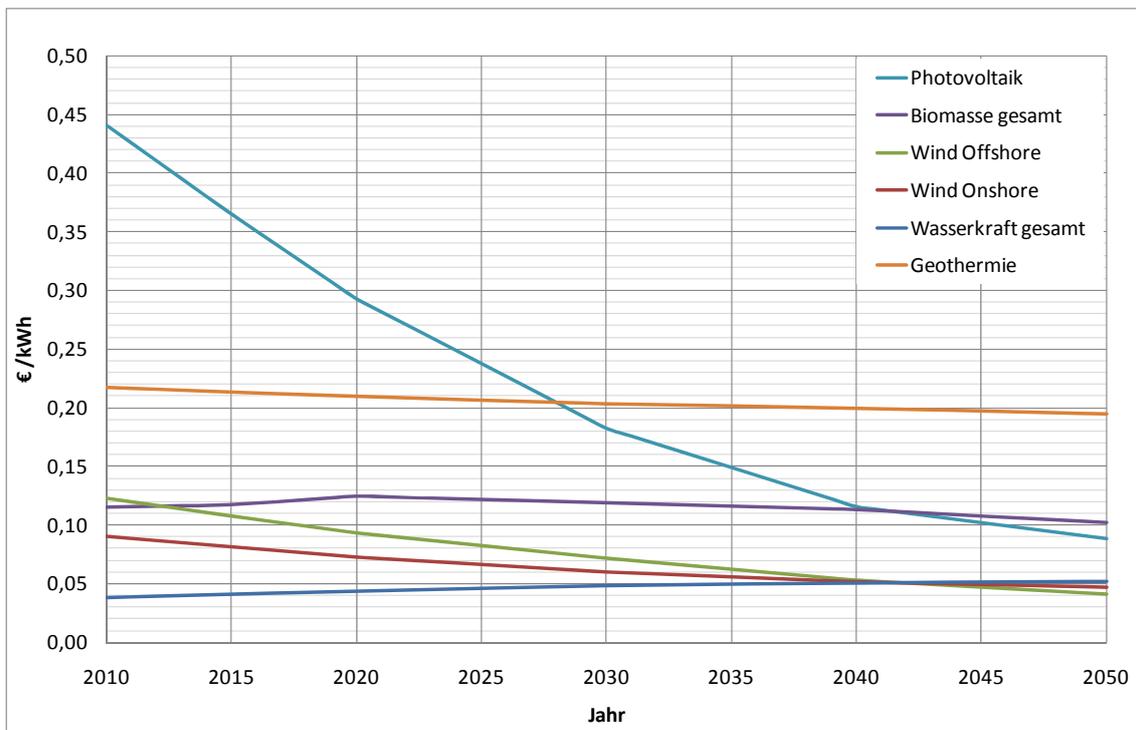
**Angenommene Lernraten (Reduktion der Stromgestehungskosten um x % bei Verdopplung der Produktion) im Vergleich zur Literatur (NEIJ 2008)**

Lernraten in %	Lernrate SRU	Lernraten NEIJ 2008
Wind onshore	11,5 %	18 – 22 %
Wind offshore	18,6 %	18 – 22 %
Photovoltaik	25,9 %	15 – 25 %
Biomasse	2,2 %	0 – 10 % (Technik)

SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Tab. 4.5; Datenquelle: NEIJ 2008

Abbildung 4-27

**Annahmen zur Entwicklung der Stromgestehungskosten**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-27; Datenquelle: NITSCH 2008

Abbildung 4-27 zeigt die unterstellten spezifischen Stromgestehungskosten der jeweiligen erneuerbaren Energiequellen. Hierbei wird wie in allen Berechnungen der Szenarien von einer volkswirtschaftlich orientierten Verzinsung von 6 % ausgegangen. Eventuell höhere privatwirtschaftlich übliche Verzinsungen auf eingesetztes Kapital wurden ausdrücklich nicht berücksichtigt.

Die Kosten der konventionellen Stromerzeugung werden maßgeblich von der Entwicklung der Brennstoffpreise und der Kosten für Verschmutzungsrechte (CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) bestimmt. Besonders die Schätzung zukünftiger Brennstoffpreise für die verschiedenen fossilen

Energieträger unterliegen über einen Zeitraum von vierzig Jahren deutlich größeren Unsicherheiten als die technologisch bedingten zukünftigen Kosten für Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger. Die zukünftige Entwicklung der Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte kann nur mit ähnlich großen Unsicherheiten abgeschätzt werden und ist sehr stark von den Zielen der zukünftigen Klimapolitik abhängig. Ein weiterer wichtiger Faktor, der den Preis von Emissionsrechten entscheidend beeinflussen kann, ist die Größe des zukünftigen Marktes. Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass eine Ausweitung des Emissionsrechtehandels auf alle Staaten der Welt den Preis von Emissionsrechten gegenüber einem auf die

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) beschränkten Handel um bis zu Faktor 5 senken kann (IPCC 2001, S. 537). Für die Berechnungen im Rahmen dieser Stellungnahme wurden die im Leit-szenario A der Leitstudie des BMU (NITSCH 2008) unterstellten Preisentwicklungen für fossile Brennstoffe (frei Kraftwerk) und Emissionsrechte (vgl. Tab. 4-6) verwendet.

Abbildung 4-28 zeigt, dass dieses Preisszenario zu Recht als ein Szenario deutlicher Preisanstiege für fossile Energieträger bezeichnet werden muss. Im Vergleich zum Preisszenario mit einem mäßigen Preisanstieg (B) liegen die Preise im Jahr 2050 doch deutlich höher. Die Leitstudie geht nicht davon aus, dass das sehr niedrige Preisszenario (C) eintreten könnte.

Tabelle 4-6

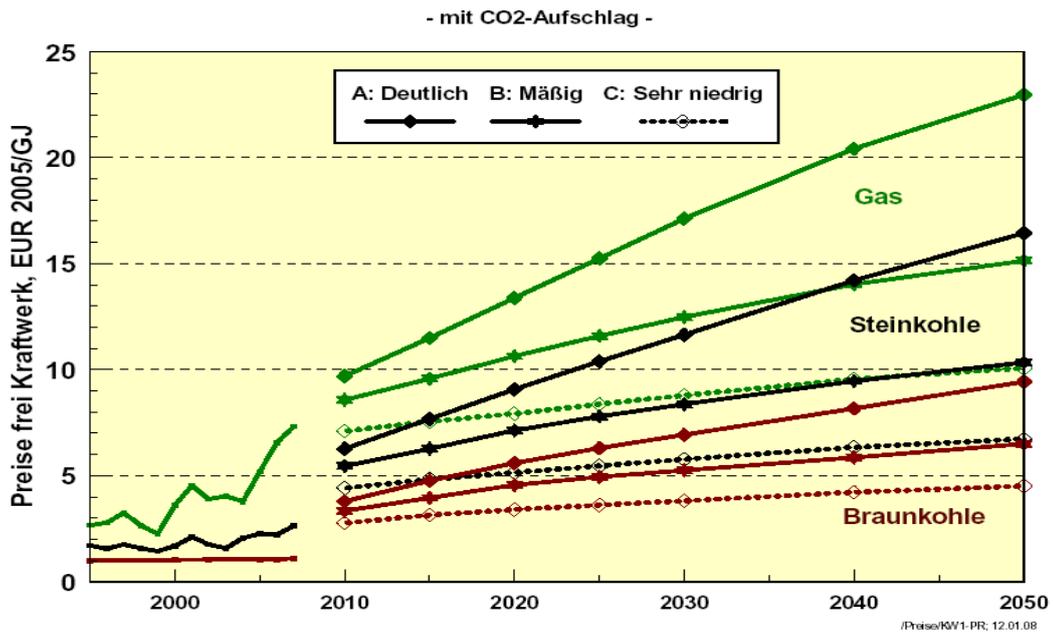
**Angenommene Preisentwicklung für fossile Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte entsprechend dem Preispfad A (Deutlicher Preisanstieg) der Leitstudie**

Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) mit CO <sub>2</sub> -Aufschlag											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Preispfad A: DEUTLICH</b>											
CO <sub>2</sub> -Aufschlag; EUR/t					<b>24,0</b>	<b>32,0</b>	<b>38,0</b>	<b>45,0</b>	<b>50,0</b>	<b>60,0</b>	<b>70,0</b>
Erdgas											
ct/kWh th	1,30	<b>1,86</b>	2,36	2,64	3,49	4,14	4,82	5,49	6,16	7,35	8,27
EUR/GJ	3,61	<b>5,17</b>	6,56	7,34	9,70	11,51	13,40	15,26	17,12	20,43	22,99
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					15,9	18,6	19,6	19,9	19,6	19,7	20,7
Steinkohle											
EUR/t	49,5	<b>66,1</b>	65,1	77,1	183,8	225,1	265,9	304,6	341,3	416,4	481,8
ct/kWh th	0,61	<b>0,81</b>	0,80	0,95	2,26	2,76	3,26	3,74	4,19	5,11	5,91
EUR/GJ	1,69	<b>2,26</b>	2,22	2,63	6,27	7,68	9,07	10,39	11,64	14,21	16,44
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					54,3	62,2	65,5	66,3	65,4	63,6	64,4
Braunkohle											
ct/kWh th	0,37	<b>0,38</b>	0,38	0,40	1,36	1,71	2,01	2,27	2,49	2,94	3,40
EUR/GJ	1,02	<b>1,06</b>	1,06	1,11	3,78	4,75	5,59	6,31	6,92	8,17	9,45
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					240	298	347	383	408	444	476

Quelle: NITSCH 2008, S. 108

Abbildung 4-28

**Vergleich der drei Preispfade der Leitstudie des BMU für fossile Brennstoffe einschließlich der CO<sub>2</sub>-Emissionszuschläge**



Quelle: NITSCH 2008, S. 107

Auf Basis des jährlichen Zubaus an erneuerbarer Erzeugungskapazität und der von den spezifischen Kosten abhängigen jeweiligen Elektrizitätsproduktion konnten die jährlichen Gesamtkosten bestimmt werden. In Abbildung 4-29 ist die Entwicklung der nach einzelnen erneuerbaren Ressourcen, Speicherkosten in Deutschland und Kosten für grenzüberschreitenden Transport und Speicher in Norwegen aufgeschlüsselten Gesamtkosten dargestellt. Zunächst kann im Diagramm bis zum Jahr 2024 ein steiler Anstieg der Gesamtkosten für die erneuerbare Stromerzeugung abgelesen werden, was auf die starke Zunahme des erneuerbaren Anteils an der gesamten Stromversorgung und insbesondere auf den Zubau der Offshore-Windenergie bei noch relativ hohen Kosten zurückzuführen ist. Trotz des weiteren Zuwachses an erneuerbarer Erzeugungskapazität (vgl. Kap. 4.2) sinken die Gesamtkosten nach Erreichen des Maximums von circa 43 Mrd. Euro im Jahr 2024 aufgrund der technikinduzierten Kostendegression (Lernkurve) kontinuierlich bis auf circa 36 Mrd. Euro im Jahr 2050 ab. Es ist zu erkennen, dass im Gegensatz zu den

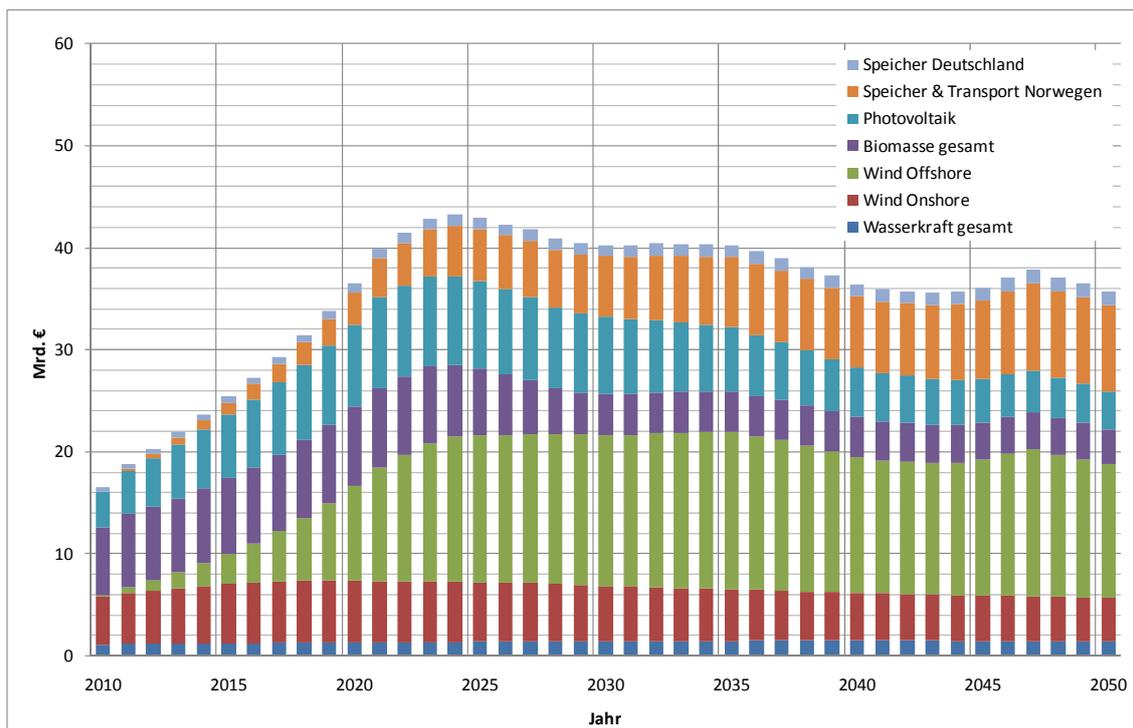
Gesamtkosten der reinen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien die Kosten für den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherkosten kontinuierlich anwachsen.

Aufgrund des geringen Potenzials und der hohen angenommenen Kosten für geothermische Stromerzeugung im Jahr 2050 kommt diese regenerative Ressource im Szenario 2.1.a nicht zum Einsatz (vgl. Kap. 4.2).

Abbildung 4-30 zeigt die durchschnittlichen spezifischen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energieträgern aus Szenario 2.1.a inklusive der Kosten für Speichernutzung und grenzüberschreitenden Netzausbau nach Norwegen. Zum Vergleich ist dieser Kurve die Kostenentwicklung der konventionellen Elektrizitätserzeugung aus fossilen und nuklearen Brennstoffen (entsprechend dem Preisszenario A der Leitstudie des BMU) gegenübergestellt. Die Grundlage für die Berechnungen der spezifischen erneuerbaren Kosten bildet die Entwicklung der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der jeweiligen jährlichen erzeugten elektrischen Energie.

Abbildung 4-29

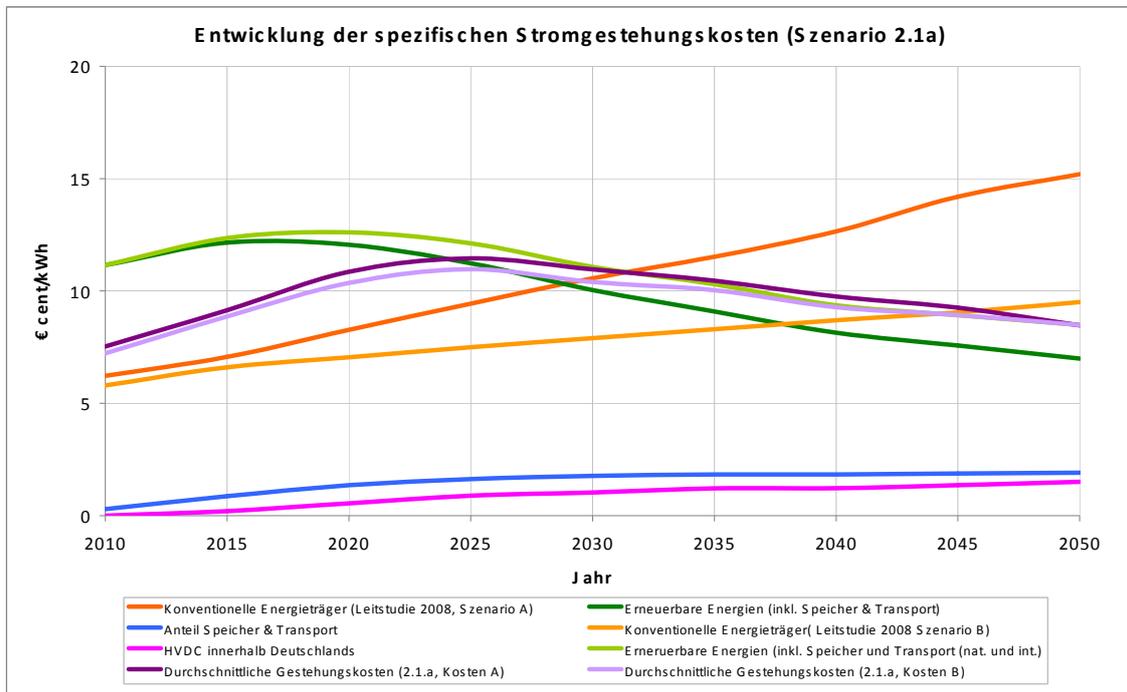
**Entwicklung der Gesamtkosten für regenerative Stromerzeugung (Szenario 2.1.a)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-29; Datenquelle: Leitszenario aus NITSCH 2008; DLR 2010

Abbildung 4-30

**Entwicklung der durchschnittlichen spezifischen erneuerbaren (Szenario 2.1.a) und konventionellen Stromgestehungskosten**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-30; Datenquelle: Leitszenario A aus NITSCH 2008; DLR 2010

Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass die durchschnittlichen spezifischen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien (dunkelgrüne Kurve) im Zeitverlauf aufgrund der Technologieentwicklung und der Unabhängigkeit von knappen Ressourcen (Brennstoffen) nach einem anfänglichen Anstieg ab dem Jahr 2017 kontinuierlich sinken. Sie liegen im Jahr 2012 bei circa 12 ct/kWh und verringern sich auf circa 7 ct/kWh im Jahr 2050. Während die Kosten für Speicher und grenzüberschreitenden Transport im Jahr 2010 (Speicher in Deutschland) nur 3 % der spezifischen Stromerzeugungskosten verursachen, steigen sie auf bis zu 27 % im Jahr 2050 an und betragen dann etwa 2 ct/kWh. Hinter einem Kostenanteil von 2 ct/kWh steht im Jahr 2050 eine in Norwegen genutzte Speicherleistung von 42 GW und eine in Deutschland eingesetzte Druckluftspeicherleistung von gut 18 GW, die in kürzester Zeit als Erzeugungs- und als Speicherleistung abgerufen werden können. Die norwegische Pumpspeicherleistung entspricht einem Reimport von knapp 123 TWh/a Strom, die in Norwegen zwischengespeichert werden. Eingerechnet ist hierbei ferner, dass im Ausland entstehende Transport- und Speicherverluste durch den Zukauf regenerativen Stroms in Norwegen ausgeglichen und entsprechend bezahlt werden.

Weder bei den konventionellen, noch bei den erneuerbaren durchschnittlichen Stromgestehungskosten sind Kosten für den innerdeutschen Netzausbau enthalten.

Würde man für die erneuerbare Stromversorgung im Jahr 2050 einen zusätzlichen Netzausbau in Form von Übertragungsstrassen zwischen Nord- und Süd-, bzw. Westdeutschland mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ/HVDC) mit einer Länge von 3.000 bis 4.000 km und einer Übertragungsleistung von 30 bis 45 GW für eine zu übertragenen Energiemenge von 350 bis 500 TWh/a annehmen (die gesamte Windenergieerzeugung beläuft sich 2050 im Szenario 2.1.a auf ca. 408 TWh/a), dann muss nach ersten überschlägigen Berechnungen mit zusätzlichen Kosten (einschließlich der entstehenden Netzverluste) von etwa 1 bis 2 ct/kWh gerechnet werden. Die gesamten durchschnittlichen erneuerbaren Stromerzeugungskosten mit Speicherkosten und Kosten für innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzausbau würden sich dann auf etwa 8 bis 9 ct/kWh belaufen. Abbildung 4-31 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten einschließlich der Kosten für die innerdeutsche Übertragung (hellgrüne Kurve), wenn man für 2050 Kosten von 1,5 ct/kWh annimmt und ferner davon ausgeht, dass der Ausbau der innerdeutschen HGÜ-Trassen proportional zum weiteren Ausbau der Windenergie erfolgt.

Die in den ersten Jahren entstehenden Mehrkosten durch den forcierten Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger erhöhen den durchschnittlichen Strompreis allerdings nicht um die gesamte Differenz zwischen den Gestehungskosten der regenerativen Erzeugung (dunkelgrüne Kurve in Abbildung 4-30) und der

konventionellen Erzeugung (rote oder orange Kurve). Sie gehen nur mit dem realisierten Anteil an der Gesamterzeugung in die durchschnittlichen Stromgestehungskosten ein. Abbildung 4-31 zeigt diese anfängliche Erhöhung und spätere Senkung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (nur die Veränderung der Stromgestehungskosten, nicht die gesamten Stromgestehungskosten) im Vergleich zur konventionellen Erzeugung in Szenario 2.1.a bei einem deutlichen Anstieg der Kosten für konventionelle Energieträger (hellgrüne Kurve) und einem moderaten Anstieg dieser Kosten (rote Kurve). Werden Nettoimporte zugelassen, verringern sich die regenerativen Erzeugungskosten in 2050 um 0,5 ct/kWh. Bei einer ausgeweiteten internationalen Kooperation (Europa - Nordafrika) sinken die Kosten um weiter 0,5 ct/kWh. Abbildung 4-31 zeigt den Einfluss einer Senkung der regenerativen Erzeugungskosten von 1 ct/kWh auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten als dunkelgrüne und orange Kurve. Hierbei wird unterstellt, dass die Kostensenkung für den ganzen Zeitraum realisierbar ist.

Der Vergleich mit den konventionellen Stromgestehungskosten in Abbildung 4-31 zeigt, dass die erneuerbare Stromerzeugung je nach der Entwicklung der Preise konventioneller Energieträger ab einem Zeitpunkt

zwischen 2029 und 2044 kostengünstiger dargestellt werden kann als die konventionelle Erzeugung.

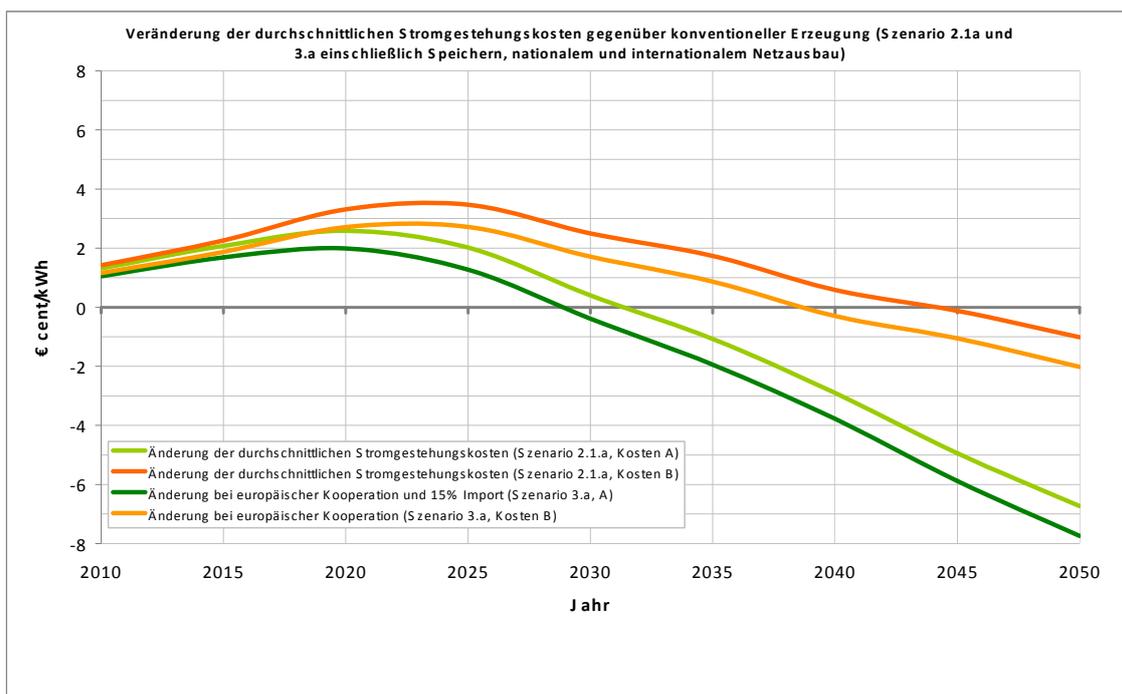
Eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands wird auf Dauer in jedem Fall zu niedrigeren Elektrizitätskosten führen, als sie durch ein Festhalten an den bisherigen Versorgungsstrukturen möglich wären. Gleichzeitig gewährleistet die vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger eine auf Jahrtausende sichere und klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung für Deutschland.

Der Nachteil eines Umsterns liegt darin, dass während der nächsten Jahrzehnte 2 bis 3,5 ct/kWh höhere Elektrizitätskosten getragen werden müssen, um die für einen erfolgreichen Klimaschutz notwendige rechtzeitige Systemumstellung zu finanzieren. Kostenerhöhungen, die sich in den Jahren der höchsten Belastung (um 2020) in Deutschland auf Beträge zwischen 10 und 15 Mrd. Euro pro Jahr summieren, liegen in den übrigen Jahren deutlich niedriger und stehen ab 2030 Kostensenkungen von bis zu 40 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber.

Dem SRU erscheint der Aufwand für den Klimaschutz angesichts der damit sichergestellten vollständigen Lösung des Klimaproblems für einen Bereich, der heute circa 35 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen verursacht, als eine gesellschaftlich außerordentlich lohnende Investition.

Abbildung 4-31

**Veränderung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten gegenüber konventioneller Erzeugung durch einen forcierten Ausbau der regenerativen Energiequellen in Deutschland (einschließlich Speicher, nationalem und internationalem Netzausbau)**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 4-31; Datenquelle: Leitszenario A aus NITSCH 2008; DLR 2010

## Zusammenfassung und Empfehlungen

### Zusammenfassung

**29.** Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) erarbeitet derzeit ein Sondergutachten zur Zukunft der Stromversorgung in Deutschland mit Blick auf das Jahr 2050. Darin werden die Möglichkeit eines Übergangs zu einer vollständig regenerativen, nachhaltigen Stromversorgung aufgezeigt und Ansatzpunkte für die politische Instrumentierung diskutiert. Das Gutachten stützt sich auf verschiedene technisch-ökonomische Szenarien einer vollständig regenerativen Stromversorgung, die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Auftrag des SRU gerechnet wurden. Die Ergebnisse dieser Szenarien werden in der vorliegenden Stellungnahme vorab veröffentlicht, um sie für die aktuellen Diskussionen um das Energiekonzept der Bundesregierung verfügbar zu machen. Die politischen und rechtlichen Voraussetzungen für die Transformation des Stromsystems hin zu einer vollständig regenerativen Versorgung sind nicht Gegenstand dieser Stellungnahme, werden jedoch im Sondergutachten behandelt.

Alle Szenarien gehen von der Prämisse einer vollständig regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 aus, realisieren diese aber unter verschiedenen Rahmenbedingungen bezüglich der Vernetzung mit dem Ausland und der zu deckenden Stromnachfrage.

Das Modell, das für die Erstellung der Szenarien verwendet wurde, arbeitet mit einer hohen zeitlichen Auflösung und kann die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Dadurch wird die Herausforderung für das Stromsystem abgebildet, die durch die Zunahme zeitlich fluktuierender Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entsteht. Die Sicherheit der Versorgung zu jedem Zeitpunkt eines Jahres muss entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms gewährleistet werden. Das Modell setzt hierzu verschiedene Erzeugungsoptionen (Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) sowie Speichertechnologien ein und berechnet die jeweils kostenoptimale Zusammensetzung der verschiedenen Technologien.

**30.** Die vorgestellten Szenarien (s. Kap. 3) zeigen, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung in Deutschland in unterschiedlichen Varianten möglich ist. Die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erlauben es, zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die bereits heute verfügbaren Technologien insbesondere zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie sind dafür ausreichend. Eine vollständig regenerative nationale Selbstversorgung mit Strom wäre zwar möglich, ist aber auch vor dem Hintergrund des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität keineswegs anzustreben. Werden hingegen europäische Verbundlösungen modelliert,

können dadurch die Kosten gesenkt und die Sicherheit der Versorgung erhöht werden. Die anstehende Erneuerung des Kraftwerkparcs in Deutschland bietet eine besonders günstige Bedingung, eine Umstellung der Stromversorgung auf eine nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien kostengünstig und ohne Strukturbrüche umzusetzen.

### Die Ergebnisse der Szenarien für 2050 im Überblick

- Das Potenzial an regenerativen Energiequellen reicht aus, um den Strombedarf in Deutschland und Europa vollständig zu decken.
- Dabei kann Versorgungssicherheit gewährleistet werden: Zu jeder Stunde des Jahres wird die Nachfrage gedeckt. Voraussetzung ist der Aufbau der entsprechenden Erzeugungskapazitäten und die Schaffung von Möglichkeiten für den Ausgleich zeitlich schwankender Einspeisung von Strom durch entsprechende Speicherkapazitäten.
- Eine vollständig nationale Selbstversorgung ist zwar darstellbar, aber keineswegs empfehlenswert.
- Die Kosten der Stromversorgung können durch einen regionalen Verbund mit Dänemark und Norwegen oder einen größeren europäisch-nordafrikanischen Verbund im Vergleich zur nationalen Selbstversorgung erheblich gesenkt werden.
- Eine anspruchsvolle Energiespar- und Effizienzpolitik senkt die ökonomischen und ökologischen Kosten der Versorgung mit erneuerbaren Energien.
- Der derzeitige Bestand an konventionellen Kraftwerken ist als „Brücke“ hin zu einer regenerativen Stromversorgung ausreichend. Bei einer durchschnittlichen betrieblichen Laufzeit von 35 Jahren kann der Übergang schrittweise gestaltet werden. Hierfür muss der jährliche Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten bis etwa 2020 in moderatem Umfang weiter gesteigert werden.

**31.** Nach Einschätzung des SRU wäre eine vollständig regenerative Stromversorgung für Deutschland im Jahr 2050 auch ökonomisch vorteilhaft. Die Kosten des Systems hängen dabei wesentlich vom Grad der Vernetzung mit anderen europäischen Ländern ab. Während die nicht anstrebenswerte rein deutsche Versorgung nach den Modellrechnungen relativ hohe Stromgestehungskosten von 9 bis 12 ct/kWh verursachen würde (je nach Höhe der Stromnachfrage), könnte bereits ein regional begrenzter Verbund mit Dänemark und Norwegen oder ein größerer europäisch-nordafrikanischer Verbund die regenerative Vollversorgung zu Stromgestehungskosten (einschließlich der Kosten für den internationalen Netzausbau) von etwa 6 bis 7 ct/kWh erreichen. Für den Netzausbau innerhalb Deutschlands muss nach einer überschlägigen Rechnung mit zusätzlichen Kosten in der Größenordnung von 1 bis 2 ct/kWh gerechnet werden.

Nach den Berechnungen des SRU lägen die Gesamtkosten in einem regenerativen Stromverbund damit langfristig unter den Kosten einer konventionellen Stromversorgung. In Abhängigkeit von der zukünftigen Kostenentwicklung der konventionellen Energieträger wird ein regeneratives System im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 zur kostengünstigsten Stromversorgungsoption.

Dabei kann durch Energieeinsparung der Übergang zur regenerativen Vollversorgung erleichtert werden. Aus diesem Grund wäre auf nationaler Ebene ein strategisches Ziel zur Stabilisierung und Begrenzung des Stromverbrauchs sinnvoll. Dies würde die Kosten des Systems senken, seine Robustheit verbessern und die Chancen für eine zügige Umsetzung der notwendigen Transformationsprozesse erhöhen.

**32.** Als Voraussetzung für ein Stromversorgungssystem, das ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruht, müssen Möglichkeiten für die Speicherung von Strom oder einen weiträumigen regionalen Ausgleich fluktuierender Erzeugung geschaffen werden. Die vorliegende Stellungnahme setzt hier für Deutschland insbesondere auf die großen Potenziale, die in einer Kooperation mit skandinavischen Ländern und der Nutzung der dort vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten liegen. Aber auch die bessere Netzanbindung der Offshore-Windenerzeugungskapazitäten an die Verbrauchszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands ist dringend notwendiges Element der Transformation. Dies erfordert vor allem eine Erweiterung der Übertragungsleistung durch den Zubau von Leitungen über große Strecken innerhalb Deutschlands, insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

Der Ausbau der Netze, sowohl innerhalb Deutschlands als auch grenzüberschreitend, stellt nach Einschätzung des SRU die größte Herausforderung für den Übergang zur regenerativen Stromversorgung dar und muss mit großer Dringlichkeit vorangetrieben werden. Angesichts langer Vorlaufzeiten von Netzausbauprojekten sollte umgehend mit den Planungen für den Übertragungsnetzausbau für strategisch besonders bedeutsame Trassen begonnen werden. Der rechtzeitige Ausbau der notwendigen Übertragungs- und Speicherkapazitäten ist eine zentrale Erfolgsbedingung für die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien.

**33.** Das dargelegte Übergangsszenario (s. Kap. 4) illustriert, dass die Bedeutung von sogenannten Brückentechnologien in ein regeneratives Zeitalter überschätzt wird. Ein schrittweiser und bruchloser Übergang zu einer regenerativen Stromversorgung kann gestaltet werden, indem die heute bestehenden und die bereits im Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke entsprechend ihrer normalen Lebensdauer sukzessive vom Netz gehen und durch erneuerbare Erzeugungskapazitäten ersetzt werden. Dies ist möglich unter der restriktiven Annahme einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für die konventionellen Kraftwerke und unter Beibehaltung des bisherigen Ausbautempos bei den erneuerbaren Energien. Der jährliche absolute Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten müsste dafür bis 2020 auf durchschnitt-

lich 6 GW pro Jahr gesteigert werden (Szenario 2.1.a). Unter der pessimistischen Annahme, dass keine Strom-einsparung erfolgt, wäre ein durchschnittlicher Ausbau von jährlich 8 GW erforderlich (Szenario 2.1.b). Diese Steigerung des Ausbaus würde den Trend der vergangenen Jahre fortsetzen und könnte nach Einschätzung des SRU von den betroffenen Branchen bewältigt werden. Nach 2020 könnte der absolute Zubau jedes Jahr wieder abnehmen.

Weder eine Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken noch der Bau neuer Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung sind notwendig. Anders ausgedrückt: Bereits der Bestand an konventionellen Kraftwerken (mit einem geringen Zubau an Gaskraftwerken) reicht als Brücke – hin zu einer regenerativen Stromversorgung – aus.

Eine Planung für den Übergang, die wie im Szenario des SRU eine eher knapp bemessene durchschnittliche Laufzeit von 35 Jahren für konventionelle Kraftwerke zugrunde legt, würde hinreichend Puffer und damit eine ausreichende Flexibilität des Systems enthalten. Sollte sich der Ausbau von Netzen, Speichern oder Erzeugungskapazitäten für die erneuerbaren Energien aus unvorhergesehenen Gründen verzögern, könnten einzelne Kraftwerke des Bestandes länger als geplant am Netz bleiben und so Engpässe ausgleichen.

Der Bedarf an Grundlastkraftwerken sinkt in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Angesichts der hohen Volatilität erneuerbarer Energien sinkt das kontinuierlich über das gesamte Jahr erzeugbare Leistungsband erheblich, die Anzahl notwendiger Abschaltungen bzw. Ab- und Anfahrvorgänge steigt. Ab einem erneuerbaren Anteil von etwa 30 % wird der Bau neuer konventioneller Kraftwerke, die dann nicht mehr mit einer hohen Auslastung gefahren werden können, ökonomisch unrentabel. Bei einem weiter steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im System wird der Betrieb von Grundlastkraftwerken überdies auch technisch problematisch. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen zudem das Risiko, dass über zunehmend längere Zeitfenster Überkapazitäten im System entstehen, die entweder die zeitweilige Abschaltung regenerativer Kapazitäten erfordern oder zu kostspieliger Unterauslastung konventioneller Kapazitäten führen und damit die Kosten des Übergangs unnötig erhöhen können. Eine generelle und deutliche Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken ist deshalb mit den hier vorgestellten Szenarien für den Übergang zur regenerativen Vollversorgung nicht vereinbar.

#### Randbedingungen und Sensitivität der Modellergebnisse

**34.** Die vorliegende Stellungnahme beruht auf modellgestützten Szenarien, die zeigen, dass dieser Übergang möglich ist und wie er gestaltet werden kann. Wie bei Szenariostudien für eine fernere Zukunft üblich, sind

die Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da notwendigerweise eine Reihe von Annahmen über schwer prognostizierbare Entwicklungen getroffen werden müssen. Mit insgesamt acht Szenarien hat der SRU eine Sensitivitätsanalyse bezüglich einiger Annahmensets durchgeführt, dabei aber nicht alle möglichen Varianten berücksichtigen können. Die acht Szenarien unterscheiden vor allem zwischen einem hohen und einen niedrigen Stromverbrauch sowie unterschiedlichen Außenverflechtungen. Hiermit wird bereits eine große Spannweite zwischen konservativen und moderat optimistischen Annahmen aufgespannt. Deren Ergebnisse sind nicht im Sinne einer Prognose von Entwicklungen zu lesen und stellen keinen konkreten Plan für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung dar.

**35.** Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich auf den Bereich der Stromversorgung. Dynamische Wechselwirkungen mit der Energienutzung in den Sektoren Wärmebereitstellung und Mobilität werden von den zugrunde liegenden Modellrechnungen nicht explizit abgebildet.

Es ist denkbar, dass der Strombedarf in Zukunft durch zusätzliche Stromnutzungen in den Bereichen Verkehr und Raumwärme deutlich steigt. Eine vollständige Umstellung des Individualverkehrs auf Elektromobilität beispielsweise kann zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von etwa 100 TWh/a führen (1 TWh/a entspricht der jährlichen Produktion von 50 Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von jeweils 5 MW und jeweils 4.000 Volllastbetriebsstunden). Auch für den Bereich der Raumwärmebereitstellung kann die Nutzung von Elektrizität möglicherweise wieder attraktiver werden, etwa wenn durch umfassende energetische Sanierung der Restwärmebedarf von Gebäuden sinkt und kapitalintensive Heizungsarten weniger rentabel werden. Die Szenarien, die einen Jahresstrombedarf von 700 TWh im Jahr 2050 zugrunde legen, lassen Spielraum für eine deutliche Zunahme zusätzlicher Stromnutzungen. Unter der Annahme einer ambitionierten Effizienz- und Einsparpolitik könnte eine Strombereitstellung von 700 TWh eine weitestgehende Elektrifizierung des Individualverkehrs, elektrisches Heizen für den Restbedarf nach umfassender energetischer Sanierung des Gebäudebestandes sowie einen deutlich größeren Anteil industrieller Prozesswärme abdecken.

**36.** Die Höhe der Stromgestehungskosten in einem vollständig regenerativen Versorgungssystem, die in den SRU-Szenarien errechnet wurden, hängen selbstverständlich von den zugrunde liegenden Annahmen bezüglich der Kostenentwicklung für erneuerbare Technologien in den kommenden Jahrzehnten ab. Die vom DLR im REMix-Modell zugrunde gelegten Annahmen sind das Ergebnis gründlicher Recherchen und laufender Aktualisierung. Einige gelten in der Fachdiskussion als eher optimistisch, andere eher als vorsichtig (s. Kap. 2). Langfristig werden die erneuerbaren Energien in jedem Fall kostengünstiger sein als konventionelle CO<sub>2</sub>-arme Technologien wie CCS oder neue Kernkraftwerke, da deren Kosten durch die Begrenztheit der Ressourcen (Uran, CO<sub>2</sub>-Speicher) bzw. im

Fall der Kohle auch durch den Emissionshandel ansteigen, während die Kosten der erneuerbaren Energien durch Lernkurven- und Skaleneffekte sinken werden. Der frühzeitige Ausbau der erneuerbaren Energien ist zwar kurzfristig kostspieliger als die Laufzeitverlängerung für abgeschriebene Kraftwerke, ermöglicht aber langfristig erhebliche Einsparungen. Er ist damit eine lohnende Investition in die Zukunft. Sollten die Kosten der erneuerbaren Energien nicht so schnell sinken wie in Kapitel 4.5 angenommen, würde sich der Zeitpunkt, zu dem die erneuerbaren wettbewerbsfähig werden, zeitlich nach hinten verschieben, die über die Jahre kumulierten Kosten des Klimaschutzes durch erneuerbare Energien bis 2050 würden sich etwas erhöhen.

Herausforderungen für die Politik

**37.** Wenn der Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung politisch gewollt ist und zeitnah umgesetzt werden soll, müssen rasch die entsprechenden Weichen dafür gestellt und Maßnahmen ergriffen werden. Insbesondere hängt der Erfolg der Transformation davon ab, dass die notwendigen Infrastrukturen für den Ausgleich schwankender Einspeisung geschaffen werden.

Einige zentrale Strategieelemente lassen sich als Prioritäten für die Politik der nächsten Jahre ableiten:

- **Klare politische Botschaften.** Die Politik muss die Zielrichtung eindeutig vorgeben. Wichtig ist es, die systemischen Konflikte zwischen grundlastbasierten und erneuerbaren Systemen und die daraus entstehende Notwendigkeit einer Systementscheidung für die Öffentlichkeit transparent zu machen. Eine klare und verlässliche politische Zielsetzung schafft stabile Rahmenbedingungen auch für die Investitionsplanung von Unternehmen.
- **Integriertes Konzept für den Übergang.** Ein nationales Energiekonzept sollte einen Fahrplan für das Auslaufen konventioneller Kapazitäten mit Planungen für den entsprechenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der hierfür notwendigen Netz- und Speicherkapazitäten verbinden. Eine deutliche Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken sowie der Neubau von Kohlekraftwerken über die derzeit im Bau befindlichen Projekte hinaus, sind aus Sicht des SRU nicht mit dem Übergang zur regenerativen Vollversorgung vereinbar, da der Betrieb von konventionellen Kraftwerken bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien ökonomisch und technisch problematisch wird.
- **Gesellschaftlicher Diskurs und Schaffung von Akzeptanz.** Eine breite gesellschaftliche Unterstützung der notwendigen Maßnahmen für die Transformation ist notwendig, insbesondere was den Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien und den Ausbau der Übertragungsnetze betrifft. Politischer Gestaltungswille muss mit der Bereitschaft zu breiter gesellschaftlicher Kommunikation und Diskussion einhergehen, um die Transformation als gesamtgesell-

schaftliche Aufgabe erkennbar zu machen und die notwendige breite Akzeptanz zu schaffen.

- **Klärung rechtlicher Voraussetzungen.** Die rechtlichen Rahmenbedingungen der Transformation müssen im nationalen und europäischen Kontext frühzeitig geklärt und gegebenenfalls angepasst werden.
- **Ausbau der erneuerbaren Energien.** Die Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere die Offshore-Windenergie, müssen in den kommenden Jahren rasch ausgebaut werden.
- **Übertragung in Deutschland.** Innerhalb Deutschlands sollte der Ausbau der Leitungsverbindungen zwischen den neuen Kapazitäten (insb. Offshore-Wind) und den Verbrauchsschwerpunkten vor allem in Mittel- und Süddeutschland im Vordergrund stehen. Dies kann insbesondere durch einzelne strategische Punkt-zu-Punkt-Verbindungen umgesetzt werden.
- **Energiekooperation mit Skandinavien.** Eine Energiekooperation mit skandinavischen Ländern, insbesondere Norwegen, sollte politisch vorbereitet werden. Die notwendigen Übertragungskapazitäten für die Nutzung von skandinavischen Pumpspeicherkapazitäten für die Zwischenspeicherung in Deutschland erzeugten Stroms sollten mit hoher Priorität gebaut werden.
- **Entwicklung von Speichertechnologien.** Mit der Weiterentwicklung der Druckluftspeichertechnologie sollten gleichzeitig die Möglichkeiten zur Speicherung von Strom in Deutschland verbessert werden. Technische Möglichkeiten für die Abwärmenutzung sowie die Quantifizierung der Potenziale durch Erkundung geologischer Formationen sollten im Vordergrund der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten stehen. Weitere Optionen der Energiespeicherung zum Beispiel in Form von aus erneuerbarem Strom erzeugten Methan (Kap. 4.3) sollten ebenfalls geprüft werden.

Ausblick auf das Sondergutachten

**38.** Die vorliegende Stellungnahme stellt einen Ausschnitt aus dem für Herbst 2010 geplanten Sondergutachten des SRU zur Zukunft der Stromversorgung dar. Das Sondergutachten wird daran anknüpfend auch rechtliche, ökonomische und politische Rahmenbedingungen, die im Zusammenhang mit dem Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung relevant sind, behandeln.

Es werden insbesondere die politischen und rechtlichen Herausforderungen der Transformation auf nationaler Ebene und im europäischen Kontext aufgezeigt. Zunächst wird der Frage nachgegangen, welchen politischen Rückhalt die Förderung der erneuerbaren Energien in den letzten Jahrzehnten genossen hat und welche weiteren Entwicklungen in Deutschland und der Europäischen Union (EU) erforderlich sind. Des Weiteren wird geprüft, welche rechtlichen Handlungsrestriktionen und Chancen die neue europäische Kompetenzordnung im Bereich der Energie- und Umweltpolitik nach dem Vertrag von Lissa-

bon bietet. Vor diesem Hintergrund entwickelt der SRU Ansätze zur Instrumentierung der Transformation.

Hierbei wird zunächst untersucht, welche Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und anderen Instrumenten wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bestehen, ob neben dem Emissionshandel dauerhaft weitere Förderinstrumente für die erneuerbaren Energien erforderlich sind und wie diese ausgestaltet werden könnten. Des Weiteren wird aufgezeigt, unter welchen Rahmenbedingungen Netz- und Speicherausbau national und europäisch beschleunigt und in langfristiger Perspektive geplant werden könnten. Neben ökonomischen Anreizen spielen insoweit auch planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Vorgaben eine Rolle. Von besonderer Bedeutung werden dabei auch flankierende Maßnahmen zur Förderung der gesellschaftlichen Akzeptanz sein. Instrumente zur Energieeinsparung und Energieeffizienz erhalten als Investition in eine sichere, kostengünstige und zukunftsfähige Stromversorgung einen hohen Stellenwert. Der SRU wird in seinem Sondergutachten entsprechende weiterführende Vorschläge unterbreiten.

## Literaturverzeichnis

### Kapitel 1

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf> (11.03.2010).

ECF (European Climate Foundation), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics (2010): Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Volume I: Technical and economic analysis. Den Haag: ECF. <http://www.roadmap2050.eu/index.html> (20.04.2010).

EREC (European Renewable Energy Council) (2010): RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. Brüssel: EREC

FoE (Friends of the Earth Europe), SEI (Stockholm Environment Institute) (2009): The 40% Study. Mobilising Europe to achieve climate justice. Brüssel, Stockholm: FoE, SEI.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel, Berlin: WWF. <http://www.wwf.de/themen/klima-energie/modell-deutschland-klimaschutz-2050/> (19.03.2010).

PwC (PricewaterhouseCoopers), PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung), IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), ECF (European Climate Forum) (2010): 100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa. London, Potsdam, Laxenburg: PwC, PIK, IIASA, ECF. [http://www.pwc.co.uk/pdf/100\\_percent\\_renewable\\_electricity.pdf](http://www.pwc.co.uk/pdf/100_percent_renewable_electricity.pdf) (06.04.2010).

Rat der Europäischen Union (2009): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Tagung des Europäischen Rates, 29./30. Oktober 2009. Brüssel: Rat der Europäischen Union. 15265/1/09.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009a): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Berlin: SRU. Stellungnahme 13.

SRU (2009b): Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier. Berlin: SRU.

SRU (2000): Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend. Stuttgart: Metzler-Poeschel.

UBA (Umweltbundesamt) (2010): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 - 2008 (Fassung zur EU-Submission 15.01.2010). <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen/en.htm> (19.03.2010).

UBA (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 13/09. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3850.pdf> (02.10.2009).

### Kapitel 2

Barthel, C., Bunse, M., Irrek, W., Thomas, S. (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung. Endbericht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin: BMU.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Entwurf. Stuttgart: DLR.

Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung (2002): Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 14/9400.

Krewitt, W., Nast, M., Nitsch, J. (2005): Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik. Langfassung. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.

[http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/PV\\_Studie\\_Langfassung.pdf](http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/PV_Studie_Langfassung.pdf) (24.03.2010).

Lemming, J. K., Morthorst, P. E., Clausen, N. E., Hjulær Jensen, P. (2009): Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008. Roskilde: Risø National Laboratory for Sustainable Energy. Risø-R-1674(EN)

Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy 36 (6), S. 2200–2211.

Neij, L. (1999): Cost dynamics of wind power. Energy 24 (5), S. 375–389.

Neij, L. (1997): Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. Energy Policy 25 (13), S. 1099–1107.

Nitsch, J. (2008): Weiterentwicklung der Ausbastrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P., Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K., Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Nord Pool ASA (2010): Market Data. Lysaker: Nord Pool ASA.  
<http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/all/> (23.03.2010).

Öko-Institut, Prognos AG (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel, Berlin: WWF. <http://www.wwf.de/themen/klima-energie/modell-deutschland-klimaschutz-2050/> (19.03.2010).

Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf: VDI-Verlag. Fortschrittsberichte VDI 437.

Surek, T. (2005): Crystal growth and materials research in photovoltaics: Progress and challenges. Journal of Crystal Growth 275, S. 292–304.

UBA (Umweltbundesamt) (2009): Politikszenerarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 16/09. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3764.pdf> (14.12.2009).

Wietschel, M., Dallinger, D. (2008): Quo vadis Elektromobilität? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (12), S. 8–15.

### **Kapitel 3**

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Entwurf. Unveröffentlichte Rechenergebnisse. Stuttgart: DLR. Unveröffentlichtes Manuskript.

Ehlers, U. I. (2005): Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckmittelspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil. Flensburg, Universität Flensburg, Fachhochschule Flensburg, Diplomarbeit.

Wietschel, M., Dallinger, D. (2008): Quo vadis Elektromobilität? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (12), S. 8–15.

### **Kapitel 4**

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2009): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung. Berlin: BDEW.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2008): 60 Kraftwerke in Bau oder in Planung. Berlin: BDEW. [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/78B5045581260CC9C125766C0003106A/\\$file/080417%20Liste%2060%20Kraftwerke%20im%20Bau%20oder%20in%20Planung.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/78B5045581260CC9C125766C0003106A/$file/080417%20Liste%2060%20Kraftwerke%20im%20Bau%20oder%20in%20Planung.pdf) (19.04.2010).

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

Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2009. Berlin: BMU.

Brakelmann, H., Erlich, I. (2010): Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050: Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Duisburg: Universität Duisburg-Essen.

CDU (Christlich-Demokratische Union), CSU (Christlich-Soziale Union), FDP (Freie Demokratische Partei) (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducusu-fdp.pdf> (11.03.2010).

Crotogino, F. (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. Vortrag, Tagung "Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung der VDI-Gesellschaft Energietechnik", 11. und 12. 03. 2003, Stuttgart.

Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100% regenerativen Stromerzeugung mit dem Zeithorizont 2050. Kassel. Unveröffentlichtes Manuskript.

DEBRIV (Bundesverband Braunkohle) (2010): Braunkohlenkraftwerke werden flexibler. Informationen und Meinungen (1), S. 7–8.

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin: dena. <http://www.dena.de/infos/presse/studien-umfragen/> (23.03.2010).

Deutscher Bundestag (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/920. Stand des Ausbaus von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Elektronische Vorab-Fassung. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 17/920.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Entwurf. Stuttgart: DLR.

DLR (2010b): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht. Entwurf. Unveröffentlichte Rechenergebnisse. Stuttgart: DLR.

Ehlers, U. I. (2005): Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckluftspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil. Flensburg, Universität Flensburg, Diplomarbeit.

Fagerholm, T., Homstrøm, A., Lie, Ø., Munkemord, M., Vilnes, O. (2010): Europe's Future Electricity Highway Rises From The Sea. Montel Magazine (1), S. 60-61.

Fraunhofer IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik), BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario "Stromversorgung 2020". Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des BEE. Kassel, Berlin: Fraunhofer IWES, BEE.

Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: Selbstverl. des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft 16.

Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß, A. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by the Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC (2001): Climate Change 2001: Mitigation. A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge Univ. Press.

Kurth, M. (2010): Integration erneuerbarer Energien: Impuls für ein zukunftsfähiges Stromnetz in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (1-2), S. 38-41.

Leonhard, W., Buenger, U., Crotogino, F., Gatzen, C., Glaunsinger, W., Huebner, S., Kleinmaier, M., Koenemund, M., Landinger, H., Lebioda, T., Sauer, D. U., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, E., Woyke, W., Zunft, S. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt am Main:

- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik. Norway.  
[http://www.ssb.no/english/subjects/10/08/10/elektrisitet\\_en/fig-2010-03-11-02-en.html](http://www.ssb.no/english/subjects/10/08/10/elektrisitet_en/fig-2010-03-11-02-en.html) (20.04.2010).
- Loreck, C. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.  
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3520.pdf> (23.04.2010).
- Markewitz, P., Nollen, A., Polklas, T. (1998): Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks. Brennstoff-Wärme-Kraft 50 (5-6), S. 38–42.
- Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation. A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy 36 (6), S. 2200–2211.
- Neupert, U., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K., Weimert, B. (2009): Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility. An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne. EWI working paper 10/01.
- Nord Pool ASA (2010a): Market Data. Reservoir Content for Norway.  
<http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/norway/> (20.04.2010).
- Nord Pool ASA (2010b): Market Data. Reservoir Content for Sweden.  
<http://www.nordpool.com/system/flags/power/reservoir/sweden/> (20.04.2010).
- NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) (2010): Hydropower Data Norway. Oslo: NVE. Unveröffentlichtes Manuskript.
- Oertel, D. (2008): Energiespeicher: Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung". Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Arbeitsbericht 123.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009): Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung. Thesenpapier. Berlin: SRU.
- Statistics Norway (2010a): Elektrisitetsstatistikk, månedlig. Oslo: Statistics Norway.  
<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitet/arkiv/tab-2010-02-12-01.html> (20.04.2010).
- Statistics Norway (2010b): Production, consumption and export surplus of electric energy per month. Oslo: Statistics Norway.
- Statkraft (o. J.): Ulla-Førre. Oslo: Statkraft. Unveröffentlichtes Manuskript.
- Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel, Universität Kassel, Dissertation.
- Sterner, M., Gerhardt, N., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M. (2010): Systemkonflikt in der Transformation der Stromversorgung. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. Unveröffentlichtes Manuskript.
- Sterner, M., Schmidt, J. (2009): Klimaschutz durch eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien. Vortrag, Tagung "Die Energieversorgung der Zukunft - Klimawandel und Energiewende", Evangelische Akademie Tutzing, 13.-15. 11. 2009, Tutzing.
- The Crown Estate (2010): The Crown Estate Announces Round 3 Offshore Wind Development Partners. Press Release, 8 January 2010. London: The Crown Estate.  
<http://www.thecrownestate.co.uk/newscontent/92-r3-developers.htm> (21.04.2010).
- UBA (Umweltbundesamt) (2009): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand: 10.07.2009. Dessau-Roßlau: UBA.  
[http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf) (23.04.2010)



# Mitglieder

Sachverständigenrat für Umweltfragen  
Stand: 2009

**Prof. Dr. Martin Faulstich**  
(Vorsitzender)

Professor für Rohstoff- und Energietechnologie  
an der Technischen Universität München und  
Direktor des Wissenschaftszentrums Straubing

**Prof. Dr. Heidi Foth**  
(stellvertretende Vorsitzende)

Professorin für Umwelttoxikologie und  
Direktorin des Instituts für Umwelttoxikologie  
der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg

**Prof. Dr. Christian Calliess**

Professor für öffentliches Recht und Europarecht  
am Fachbereich Rechtswissenschaft  
der Freien Universität Berlin

**Prof. Dr. Olav Hohmeyer**

Professor für Energie- und Ressourcenwirtschaft  
an der Universität Flensburg

**Prof. Dr. Karin Holm-Müller**

Professorin für Ressourcen- und Umweltökonomik  
an der landwirtschaftlichen Fakultät  
der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn

**Prof. Dr. Manfred Niekisch**

Professor für Internationalen Naturschutz  
an der Universität Greifswald und  
Direktor des Frankfurter Zoos

**Prof. Dr. Miranda Schreurs**

Professorin für Vergleichende Politikwissenschaft und  
Leiterin der Forschungsstelle für Umweltpolitik  
an der Freien Universität Berlin

**Sachverständigenrat für Umweltfragen**

Geschäftsstelle  
Luisenstraße 46  
10117 Berlin

Telefon: (030) 26 36 96-0  
E-Mail: [info@umweltrat.de](mailto:info@umweltrat.de)  
Internet: [www.umweltrat.de](http://www.umweltrat.de)