

Bericht

des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung

Technikfolgenabschätzung (TA)

Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort des Ausschusses	3
Zusammenfassung	4
I. Einleitung	9
II. Elektrizitätsversorgung in Deutschland	10
1. Ausbauziele und Szenarien für RES-E	12
2. Grundlast und gesicherte Versorgung	15
III. Stromnetze	21
1. Erweiterung der Netzkapazität	21
1.1 Optimierung des Netzbetriebs	21
1.2 Maßnahmen zur Netzverstärkung	21
1.3 Netzausbau	22
2. Netzausbaubedarf und Kosten	24
2.1 Deutschland	24
2.2 Europäische Perspektive	30
2.3 Transeuropäisches Supergrid	31
IV. Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen	34
1. Speicher	34
1.1 Speicherbedarf	36
1.2 Speicherkosten	38
1.3 Speichertechnologien	39
2. Weitere Flexibilisierungsoptionen	45
2.1 Biogas	45

	Seite
2.2 Wärme als Stromsenke – Verbindung zum Wärmesektor	47
2.3 Lastmanagement	48
2.4 Ausbau des Stromaustausches mit Norwegen	51
2.5 Regenerative Kombi-/Hybridkraftwerke	52
3. Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen: Zwischenfazit	54
V. Szenarienanalyse	54
1. Vorgehensweise	54
2. Bestimmung der Einspeiseprofile im Referenzjahr	55
3. Szenariodarstellung	56
4. Situation des Stromversorgungssystems ohne Flexibilisierungsoptionen	57
5. Begrenzungen und Flexibilisierungsoptionen	59
5.1 Systemdienstleistungen	59
5.2 Bestehende Flexibilisierungsoptionen	60
5.3 Geplanter Ausbau der bestehenden Flexibilisierungsoptionen bis 2020	61
6. Parametrisierung der Flexibilisierungsoptionen	62
6.1 Beschreibung des Modellierungsansatzes	63
6.2 Ergebnisse zur Glättung der Residuallast	64
6.3 Ergebnisse zur Glättung der RES-E-Einspeisung	66
6.4 Netzengpässe als weitere Begrenzung	67
7. Kernergebnisse der Analyse	67
VI. Internationale Erfahrungen	68
1. Dänemark	69
2. Iberische Halbinsel	69
3. Vergleich mit Deutschland	70
VII. Handlungsfelder und Handlungsoptionen	71
1. Netzengpässe und Netzausbau	71
2. Konventionelle Kraftwerke	72
3. Flexibilisierungsoptionen	73
4. Regelmarkt	74
5. Strommarktdesign	75
6. Europäische Kooperation	75
VIII. Literatur	76
1. In Auftrag gegebene Gutachten	76
2. Weitere Literatur	76
IX. Anhang	84
1. Tabellenverzeichnis	84
2. Abbildungsverzeichnis	85

Vorwort des Ausschusses

Eine zuverlässige Versorgung mit Elektrizität ist eine zentrale Grundvoraussetzung für wirtschaftliches und soziales Wohlergehen. Die Bundesrepublik Deutschland nimmt im Bereich der Versorgungssicherheit im internationalen Vergleich eine Spitzenstellung ein. Allerdings steht das Stromversorgungssystem vor grundlegenden Herausforderungen. Diese entstehen einerseits aufgrund der Vervollständigung des europäischen Binnenmarkts auch im Elektrizitätssektor und andererseits dadurch, dass ein stetig ansteigender Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere Wind- und Sonnenenergie, in die Stromnetze zu integrieren ist. Der hieraus resultierende Veränderungsdruck wird noch dadurch verstärkt, dass innerhalb eines Jahrzehnts die Nutzung der Kernenergie in Deutschland beendet wird. Aktuell befindet sich daher die Stromversorgung Deutschlands in einem Umbauprozess historischen Ausmaßes.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland unter diesen neuen Rahmenbedingungen auch in Zukunft aufrechterhalten und gesichert werden kann. Insbesondere ist von Interesse, welchen Beitrag die regenerativen Energieträger, und zwar vor allem diejenigen, deren Energieangebot zeitlich variabel ist, zur Sicherung der Versorgung rund um die Uhr leisten können. Daher hat der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages beschlossen, das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) mit der Bearbeitung des Themas „Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Beitrag, Perspektiven, Investitionen“ zu beauftragen.

Ziel war es, den gegenwärtigen Wissensstand zu erheben sowie modellgestützte Analysen zur Entwicklung der Stromnachfrage und der Bedarfsdeckung im bestehenden und zukünftigen Stromversorgungssystem durchzuführen. Darauf aufbauend sollten Anforderungen für das zukünftige Stromversorgungssystem abgeleitet sowie Optionen identifiziert werden, wie bei ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energieträger die Deckung der Grundlast sichergestellt werden kann.

Der Bericht macht deutlich, dass die Netze beim Umbau der Stromversorgung eine Schlüsselstellung einnehmen. Sie müssen adäquat und intelligent modernisiert und ausgebaut werden, damit diese Transformation gelingen kann. Hier besteht ein vorrangiger Handlungsbedarf. Ein weiteres zentrales Handlungsfeld ist, das Stromsystem insgesamt flexibler zu machen. Hierfür steht ein weites Spektrum an Möglichkeiten zur Verfügung, das in seiner ganzen Breite angegangen werden sollte. Unter anderem können Speichertechnologien hierbei eine wichtige Rolle spielen.

Der Deutsche Bundestag erhält mit diesem Bericht des TAB eine aktuelle und umfassende Informationsgrundlage zur weiteren politischen Gestaltung der Rahmenbedingungen für eine nachhaltigere Energieversorgung.

Berlin, den 11. Juni 2012

Der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung

Ulla Burchardt, MdB

Ausschussvorsitzende

Dr. Thomas Feist, MdB

Berichterstatter

René Röspel, MdB

Berichterstatter

Dr. Martin Neumann (Lausitz), MdB

Berichterstatter

Dr. Petra Sitte, MdB

Berichterstatterin

Hans-Josef Fell, MdB

Berichterstatter

Zusammenfassung

Alle aktuell verfügbaren Szenarien, Projektionen und Prognosen zur langfristigen Entwicklung der Stromversorgung Deutschlands kommen unabhängig von der genauen Herkunft, Methodik und Zielrichtung zum Ergebnis, dass sich in den nächsten Jahrzehnten ein tiefgreifender Wandel oder sogar ein radikaler Umbruch vollziehen wird.

Triebkräfte hierfür sind zum einen die Liberalisierung und fortschreitende europäische Integration der Strommärkte, zum anderen anspruchsvolle Zielsetzungen in der Klimapolitik und beim Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromversorgung (RES-E). Obwohl der Anstieg des RES-E-Anteils nicht die einzige Triebfeder für den Strukturwandel in der Stromversorgung darstellt, nimmt er in der Fachdiskussion dennoch eine herausgehobene Stellung ein.

Den Ausgangspunkt dieses Berichts bildet die Frage, wie die Grundlast in einem Stromversorgungssystem gesichert werden kann, das sich bereits heute zu einem wesentlichen Anteil – zu etwa 20 Prozent – auf erneuerbare Energien stützt, davon etwa die Hälfte fluktuierende v. a. Windkraft und Photovoltaik, und perspektivisch bis 2050 in Deutschland zu einer (nahezu) Vollversorgung mit erneuerbaren Energien umgebaut werden soll. Diese Frage kann nur in einer Systemperspektive angegangen werden und wird so zu einem – wenngleich wichtigen – Aspekt der übergeordneten Fragestellung, wie eine gesicherte Versorgung insgesamt organisiert werden kann.

Im Sommer 2008 hat der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) damit beauftragt, diese Fragestellung anhand von Literatur- sowie modellgestützten Analysen zu bearbeiten und Handlungsoptionen zu identifizieren, wie bei ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energieträger eine zuverlässige Stromversorgung gestaltet werden kann.

Grundlast und gesicherte Versorgung

Üblicherweise wird die Stromnachfrage in die Lastsegmente Grund-, Mittel- und Spitzenlast unterteilt. Als Grundlast wird diejenige Strommenge bezeichnet, die dauerhaft nachgefragt und die im Tages- bzw. Jahresverlauf nie unterschritten wird. Im konventionellen Stromsystem werden die Lastbereiche von Kraftwerken gedeckt, die dafür jeweils besonders geeignet sind: Grundlastkraftwerke (v. a. für Laufwasser, Braunkohle sowie Kernkraft) zeichnen sich durch hohe Investitions- und niedrige Betriebskosten aus und müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb mit einer hohen Auslastung (z. B. mehr als 7 000 Volllaststunden im Jahr) kalkulieren. Spitzenlastkraftwerke (z. B. Gasturbinen) können bereits bei geringer Auslastung (z. B. 2 000 Volllaststunden) rentabel sein (niedrige Investitions- und hohe Betriebskosten). Dazwischen liegen Mittellastkraftwerke (z. B. für Steinkohle).

Für eine gesicherte Stromversorgung muss zu jedem Zeitpunkt die eingespeiste Strommenge exakt gleich der

Stromnachfrage sein. Zieht man von der Stromnachfrage die Einspeisung durch erneuerbare Energien ab, erhält man die sogenannte „Residuallast“, die durch regelbare Kraftwerke gedeckt werden muss. Charakteristisch für die Residuallast ist, dass sie sich wesentlich schneller ändern kann als die Nachfrage und dass sie bei hoher Durchdringung mit erneuerbaren Energien sehr klein werden kann – unter Umständen sogar negativ (d. h., es existiert ein Stromüberschuss).

Das bedeutet, dass die Differenzierung in Lastbereiche mit wachsender Durchdringung des Systems mit fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien zunehmend obsolet wird. Ebenso wird die Zuordnung bestimmter Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- und Spitzenleistungskraftwerke) zu einzelnen Lastbereichen in Zukunft mehr und mehr verschwinden. Die Einsatzmöglichkeiten für Kraftwerke, die für sehr hohe Volllaststunden ausgelegt sind, gehen zurück. Benötigt werden flexible Kraftwerke mit kurzen An- und Abfahrzeiten sowie dynamischer Regelbarkeit.

Für den sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems muss ein beträchtlicher Teil der nominellen Leistung der RES-E-Anlagen (z. B. für Windkraft) durch regelfähige Anlagen abgesichert werden, deren tatsächliche Einsatzdauer aber nur gering ist. Dies hat u. a. zur Konsequenz, dass neue Betriebsstrategien entwickelt werden müssen. Beispielsweise werden derzeit die sogenannten „Systemdienstleistungen“ (insbesondere die Primär- und Sekundärregelung) weitgehend durch fossile bzw. nukleare Großkraftwerke bereitgestellt. Will man langfristig einen sehr hohen RES-E-Anteil (50 Prozent und mehr) in das System integrieren, ist es von entscheidender Bedeutung, dass verstärkt auch RES-E-Anlagen die Sicherstellung von Systemdienstleistungen übernehmen.

Stromnetze

Die Stromnetze spielen eine Schlüsselrolle bei der Integration eines dynamisch ansteigenden Anteils erneuerbarer Energien. Bereits heute treten in bestimmten Regionen Deutschlands regelmäßig Engpässe in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen auf. Ohne geeignete Ausbaumaßnahmen wird sich dies in Zukunft weiter verstärken.

Von einigen Akteuren wird die Gefahr gesehen, dass die Netze sich zum Flaschenhals für den RES-E-Ausbau entwickeln könnten. Dies umso mehr, da es den Anschein hat, dass der Netzausbau mit der Entwicklung beim Ausbau von RES-E-Kapazitäten bislang nicht Schritt halten kann.

Die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze kann gesteigert werden durch Optimierung des Netzbetriebs, Netzverstärkungsmaßnahmen sowie Netzausbau, wobei die Kosten der Maßnahmen in der genannten Reihenfolge zunehmen.

Eine *Optimierung des Netzbetriebs* ist u. a. durch das sogenannte „Leiterseilmonitoring“ möglich. Dabei wird die Betriebstemperatur der Leitungen überwacht, damit ihre Übertragungskapazität besser ausgenutzt werden kann. Eine *Verstärkung bestehender Netze* kann z. B. durch

Umrüstung von Trassen auf eine höhere Übertragungsspannung oder die Ausrüstung mit Hochtemperaturleiterseilen erreicht werden. Da bei diesen Maßnahmen bestehende Trassen genutzt werden, könnte auf diese Weise der Kapazitätsausbau der Netze wirkungsvoll beschleunigt werden.

Als Zukunftstechnologie gelten elektronische Systeme zur Kontrolle von Leistungsflüssen, sogenannte „FACTS“ („flexible alternating current transmission systems“), mit denen Übertragungsengpässe zumindest vorübergehend aufgehoben werden können. Bislang konnten sich FACTS vor allem aus Kostengründen noch nicht breit durchsetzen, ihnen wird in Fachkreisen jedoch ein großes Wachstumspotenzial zugeschrieben.

Zum *Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes* wurden bereits einige Analysen durchgeführt, u. a. die beiden „Netzstudien“ der Dena. Im Rahmen der „Netzstudie I“ wurde ein Ausbaubedarf von 850 km neuer Trassen ermittelt, darauf aufbauend in der „Netzstudie II“ ein zusätzlicher Neubaubedarf von 3 600 km, einschließlich 1 550 km Seekabel zur Anbindung von Offshorewindparks. Die Herangehensweise und die Ergebnisse der Dena-Netzstudien sind nicht unumstritten, u. a. sehen Kritiker technologische Alternativen zu herkömmlichen Freileitungen (z. B. Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen, Erdkabel oder Hochspannungsgleichstromübertragung) nicht ausreichend gewürdigt. Dennoch bilden sie einen Ankerpunkt in der Diskussion um die Höhe des Ausbaubedarfs der Höchstspannungsnetze in Deutschland.

Für die *Verteilnetze* sind belastbare Abschätzungen des Ausbaubedarfs noch nicht vorhanden, werden aber zurzeit erstellt. Eine Verlagerung großer Teile der Stromproduktion auf die Verteilnetzebene durch kleine dezentrale Anlagen (beispielsweise Photovoltaikanlagen) ist ein Trend der jüngsten Vergangenheit, der den Netzbetrieb vor erhebliche Herausforderungen stellt.

Der adäquate Ausbau der Verteilnetze ist daher ein Schlüsselbereich für einen erfolgreichen Umbau des Stromsystems. Durch intelligentere Verteilnetze (Stichwort „Smart Grids“¹) kann auch die Nachfrageseite einen aktiveren Beitrag als bisher zur Energieeinsparung leisten und die Flexibilität und Stabilität des Gesamtsystems stärken. Insgesamt könnte dadurch der Ausbaubedarf sowohl auf Transport- als auch auf Verteilnetzebene reduziert werden.

Europäische Perspektive

Aus Sicht der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen ist eine europäische Perspektive besonders vorteilhaft, denn bei Betrachtung eines großen geografischen Gebiets verstetigt sich deren Angebot und macht es damit einfacher, Angebot und Nachfrage zum

Ausgleich zu bringen. Voraussetzung ist allerdings ein leistungsfähiges transeuropäisches Netz.

In ihrem „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) beziffert ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) den Bedarf an neuen bzw. instand zu setzenden Leitungen mit europäischer Bedeutung auf 42 100 km bis 2020 (davon 9 600 km meist unterseeische Hochspannungsgleichstromkabel). Die drei Triebkräfte für diesen Bedarf – Versorgungssicherheit, Vervollständigung des europäischen Binnenmarktes sowie Integration von RES-E – spielen dabei nach Einschätzung von ENTSO-E in etwa eine gleich starke Rolle.

Perspektivisch werden immer größere Strommengen über immer größere Entfernungen transportiert werden müssen. Um beispielsweise Strom aus den sonnenreichen Gebieten Südeuropas bzw. Nordafrikas und den windreichen Gebieten Nordeuropas zu den Verbrauchszentren in Mitteleuropa zu befördern, müsste wohl eine neue Infrastruktur aufgebaut werden, das sogenannte „Supergrid“.

Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen

Ein dynamisch voranschreitender Ausbau der Stromerzeugung mittels fluktuierender erneuerbarer Energien macht es zwingend erforderlich, dass das Stromsystem wesentlich flexibler als in der Vergangenheit auf unterschiedliche Einspeise- und Nachfragesituationen reagieren kann, damit die Versorgungssicherheit gewahrt bleibt.

Speicher sind nur eine von mehreren zur Verfügung stehenden Optionen zur Flexibilisierung des Stromsystems. Die Aufgaben, die Speicher übernehmen können, sind immer auch auf anderem Wege erfüllbar. Neben dem bereits genannten Netzausbau sind die Flexibilisierung der Stromerzeugung sowie das Lastmanagement wesentliche Optionen. Diese können sich ergänzen, aber auch zu einem gewissen Grad gegenseitig substituieren.

Insgesamt gesehen gilt es, aus dem vorhandenen Portfolio an Flexibilisierungsoptionen für das Stromsystem diejenige Kombination von Maßnahmen zu finden, die die langfristige Versorgungssicherheit zu den geringsten ökonomischen Kosten bei höchstmöglicher ökologischer und sozialer Verträglichkeit gewährleistet. Dies bedeutet, einen gesellschaftlichen Suchprozess mit wissenschaftlicher Unterstützung zu organisieren.

Ein zentrales Ergebnis der Analysen ist, dass es zur Integration erneuerbarer Energien wesentlich effizienter ist, die zur Verfügung stehenden Flexibilisierungsoptionen zur Glättung der (residualen) Gesamtnachfrage einzusetzen. Mit dieser Strategie kann sowohl der verbleibende Bedarf an konventionellen Kraftwerken erheblich gesenkt als auch die Abregelung von erneuerbaren Energien minimiert werden. Der alternative Ansatz, nur die Glättung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien anzustreben (beispielsweise durch die Errichtung von dezentralen Speichern an Windkraftanlagen), führt dagegen zu ineffizienten Lösungen.

¹ Der Themenbereich „Smart Grids“ wird derzeit im Rahmen des TAB-Projekts „Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung“ untersucht und daher hier nicht im Detail behandelt.

Speicher

Insgesamt gesehen wird die Rolle, die Speicher im Stromsystem Deutschlands in den *nächsten 10 bis 15 Jahren* spielen werden, aus heutiger Sicht eher begrenzt sein. In der (fach)öffentlichen und politischen Diskussion wird diese zurzeit eher über- als unterschätzt. Je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen könnte ein Bedarf für Stundenspeicher in einer Größenordnung von 1 bis 2 GW entstehen, zum wöchentlichen oder saisonalen Ausgleich wird bei diesem Zeithorizont kein zusätzlicher Speicherbedarf gesehen.

Für alle Speichertechnologien gilt, dass sie im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen zumeist die teurere Option darstellen. Daher sollten aus ökonomischer Sicht die kostengünstiger erschließbaren Potenziale zuerst ausgeschöpft werden. Insbesondere stellen Speicher wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten keine Alternative zum Netzausbau dar. Die aktuelle Entwicklung auf den Strommärkten, dass insbesondere an Tagen mit hoher Photovoltaikeinspeisung der Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlaststrom stark sinkt, stellt derzeit sogar die Wirtschaftlichkeit von neuen Pumpspeicherkraftwerken infrage, der ökonomisch günstigsten aller Speichertechnologien.

Um die zukünftige Entwicklung bei Speichern einzuschätzen, greift eine rein ökonomische Betrachtung des Stromsystems allerdings zu kurz. So ist es z. B. nicht auszuschließen, dass (teure) Speicher errichtet werden müssten, wenn beispielsweise der weitere Netzausbau keine gesellschaftliche Akzeptanz findet. Ebenfalls könnten vermehrt dezentrale Speicher gebaut werden, obwohl sie aus Sicht des Gesamtsystems energiewirtschaftlich zumeist ineffizient sind, wenn beispielsweise Netzparität (Stromgestehungskosten liegen auf bzw. unter dem Niveau des Endkundenstrompreises für Haushaltskunden) für Photovoltaikanlagen mit Speichern erreicht ist (dies wird ab etwa dem Jahr 2019 erwartet).

Demgegenüber sind die *langfristigen Herausforderungen ab 2025* mit der Zielperspektive einer (weitgehenden) Vollversorgung mit RES-E bis etwa 2050 enorm. Aber auch in dieser langfristigen Perspektive lassen sich die Herausforderungen nicht nur mit einem massiven Ausbau von Speicherkapazitäten bewältigen.

Flexibilisierung der Stromerzeugung

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat erhebliche Auswirkungen auf die *konventionellen Kraftwerke*. Zwar werden auch zukünftig konventionelle Kraftwerke benötigt, die den verbleibenden Anteil der Stromnachfrage decken. Allerdings sinken sowohl der Leistungsbedarf als auch die Auslastung für diese Kraftwerke deutlich ab. Im untersuchten Szenario sinkt der Bedarf an Grundlastkraftwerken von heute ca. 29 GW (installierte Leistung von Braunkohle- und Kernkraftwerken) bis 2030 auf nur noch 6 GW. Wegen der erheblich reduzierten erreichbaren Auslastung verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksneubauten mit hohen Investitionskosten im

Vergleich zu Kraftwerken mit niedrigeren Investitionskosten.

Auch durch die stärkere Orientierung der *Stromproduktion aus erneuerbaren Energien* an der Nachfrage kann die Flexibilität der Erzeugung gesteigert werden. Biomassekraftwerke, aber auch Wasserkraftwerke und Geothermieanlagen sind aus technischer Sicht hierzu gut geeignet. Insbesondere Biomasseanlagen könnten einen substantiellen Beitrag zur Flexibilität des Kraftwerksparks leisten, da laut „Nationalem Aktionsplan für erneuerbare Energie“ bis 2020 bereits 8,8 GW Biomassekraftwerke am Netz sein sollen.

Lastmanagement/Flexibilisierung der Nachfrage

Durch Flexibilisierung der Nachfrage kann die Differenz zwischen Stromproduktion aus erneuerbarer Energien und Stromverbrauch verringert werden. Vor allem bei industriellen und großen gewerblichen Verbrauchern (z. B. Chloralkalielektrolyse, Aluminiumproduktion, große Kühllhäuser) existieren gesamtwirtschaftlich attraktive Potenziale, bei denen die Kosten für die Einsparung von Strom zu Hochlastzeiten (bzw. von Regelenergie) geringer sind als die für zusätzliche Stromproduktion.

Die Lastmanagementpotenziale im Haushaltssektor (und in großen Teilen des Sektors „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“), beispielsweise durch intelligent zu- bzw. abschaltbare Haushaltsgeräte oder Lademanagement von Elektrofahrzeugen, müssen dagegen vor einer definitiven Bewertung noch genauer untersucht werden. Zu klären ist hier insbesondere, inwieweit die Einsparpotenziale Investitionen in Smart-Grid-Infrastrukturen rechtfertigen können.

Handlungsfelder und Handlungsoptionen

Auf der Grundlage der Analysen lassen sich acht Handlungsfelder identifizieren, auf denen die öffentliche Hand bzw. die energiepolitischen Akteure in Exekutive und Legislative durch Gestaltung von Rahmenbedingungen dazu beitragen können, dass der anstehende Umbau der Stromversorgung gelingen kann. Der Erfolg dieses Umbaus ist nach den Kriterien einer nachhaltigen Entwicklung daran zu messen, dass er sowohl ökonomisch als auch ökologisch und sozial zu bestmöglichen Ergebnissen führt.

Wie der TAB-Bericht zeigt, ist eine Flexibilisierung des gesamten Stromsystems eine notwendige Voraussetzung, um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien zu möglichst geringen Kosten erfolgreich im System aufzunehmen und eine sichere Stromversorgung auch in Zeiten geringer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Die Analyse zeigt zwar, dass die bestehenden und konkret geplanten Flexibilisierungsoptionen zumindest bis 2030 nahezu ausreichen, wenn keine Netzengpässe auftreten. Dennoch kann die Politik dazu beitragen, durch zusätzliche Flexibilisierungsoptionen die Systemintegration der erneuerbaren Stromerzeugung vor allem in einer langfristigen Perspektive weiter zu verbessern.

Grundsätzlich sollten bei der Optimierung der Strategie zur Erhöhung der Flexibilität des Stromsystems Kosten und Nutzen sowie Effizienz der einzelnen Optionen sorgfältig abgewogen werden. Auch der Zeitpunkt, zu dem ggf. ein politisches Eingreifen angezeigt ist, sollte genau überdacht werden.

Netzengpässe und Netzausbau

Für die Politik besteht in diesem Feld umfangreicher Handlungsbedarf, da sich ansonsten der Netzausbau aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung als Hemmschuh für den Umbau der Stromversorgung erweisen könnte.

Das vom Deutschen Bundestag beschlossene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und die „Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur“ der Europäischen Kommission sind wichtige Schritte zur Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze. Weitere Maßnahmen könnten sich jedoch als erforderlich erweisen. Eine Möglichkeit wäre, die Investitionsbedingungen für den Netzausbau attraktiver zu gestalten, zum Beispiel durch eine Stärkung der regulatorischen Rahmenbedingungen, um das Investorenrisiko zu verringern.

Ein europaweit koordiniertes Vorgehen beim Netzausbau ist anzustreben, da auf diese Weise Ausgleichseffekte über einen großen geografischen Raum positiv genutzt und Potenziale für Erzeugung und Speicherung optimal eingebunden werden könnten. Projekte wie „DESERTEC“ und das „European Offshore Grid“ könnten als Keimzelle für einen verstärkten transeuropäischen Netzausbau dienen.

Zum Management von kurz- bis mittelfristigen Netzengpässen sind Maßnahmen zur Optimierung des Netzbetriebs u. U. besser geeignet als der Netzausbau, da sie wesentlich schneller umgesetzt werden können. Hierfür kommt beispielsweise das Temperaturmonitoring von Leiterseilen in Betracht.

Auf der Ebene der Marktorganisation könnten sich möglicherweise sogenannte „nodale Preise“ zur Entlastung von Netzengpässen eignen. Bei diesem Ansatz wird der Strompreis in Abhängigkeit von Netzengpässen für jeden Netzknoten individuell bestimmt. Aus den USA liegen positive Erfahrungen zu nodalen Preisen vor. Allerdings stellt die Einführung und Verwaltung eines solchen Systems einen Bruch zum bisherigen Preissystem dar. Vor- und Nachteile sollten daher im Vorfeld gründlich untersucht und abgewogen werden.

Eine zentrale Herausforderung ist es, die Akzeptanz in der Gesellschaft und besonders bei Betroffenen zu stärken. Derzeit werden Netzausbauvorhaben häufig durch Anliegerproteste verzögert oder gar verhindert. Hier gilt es, durch offene Kommunikation und einen transparenten Planungsprozess Vertrauen aufzubauen und dahingehend Überzeugungsarbeit zu leisten, dass der Netzausbau bei der Transformation hin zu einem nachhaltigen Stromsystem unverzichtbar ist.

Wegen ihrer besonderen Bedeutung für den Umbau der Stromversorgung sollten innovative Technologien für

Netzinfrastuktur und -betrieb (z. B. Anschlusskonzepte und Übertragungstechnologien mit Hochspannungsgleichstrom [HGÜ], flexible Wechselspannungssysteme [FACTS], supraleitende Komponenten etc.) weiterhin prioritäre Bereiche der Forschungsförderung bleiben.

Konventionelle Kraftwerke

Wie beschrieben, werden die zur Ergänzung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien benötigten konventionellen Kraftwerke mit einer deutlich geringeren Auslastung als heute kalkulieren und flexibel auf die Produktion erneuerbarer Energien reagieren müssen.

Daraus ergeben sich zwei Schlussfolgerungen: Einerseits ist der Neubau von Kraftwerken, die (technisch bzw. ökonomisch) auf den Grundlastbetrieb ausgerichtet sind, kritisch zu sehen. Aufgrund der langen Investitionszyklen und technischen Lebensdauer von 40 Jahren und mehr wäre – je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen – entweder die Festlegung auf einen klima- und energiepolitisch ineffizienten Technologiepfad zu befürchten (sogenannter Lock-in-Effekt), oder aber dass diese Investitionen sich als langfristig unrentabel herausstellen würden („stranded investments“).

Andererseits werden flexible konventionelle Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gebraucht. Zurzeit wird diskutiert, ob der Neubau (oder sogar die Erhaltung) solcher Kraftwerke zusätzlich – durch sogenannte „Kapazitätsmechanismen“ – gefördert werden muss, damit die Marktakteure ihn in ausreichendem Umfang durchführen.

Als eine von vielen möglichen Varianten von Kapazitätsmechanismen wird aktuell die Bereitstellung einer „strategischen Reserve“ intensiv diskutiert. Hierbei soll eine zentrale Institution eine bestimmte Anzahl Kraftwerke vorhalten, die nur dann zum Einsatz kommen sollen, wenn die im Markt angebotenen Kraftwerke nicht zur Deckung der Nachfrage ausreichen. Falls dies erwogen wird, sollte bei der konkreten Ausgestaltung sorgsam darauf geachtet werden, dass der Einfluss auf den Strommarkt so gering wie möglich gehalten wird.

Ein dringender Handlungsbedarf ist in den nächsten Jahren nicht zu erkennen, da nach gegenwärtigem Kenntnisstand die Kapazitäten an (bestehenden bzw. zurzeit in Bau befindlichen) konventionellen Kraftwerken in Deutschland mindestens bis etwa 2020 ausreichen, um die Last zuverlässig zu decken. Längerfristig (ab etwa 2020) könnten Kapazitätsmechanismen dennoch zur Unterstützung flexibler Gaskraftwerke, von Speichern und des Nachfragemanagements notwendig werden. Allerdings stellen diese einen recht weitreichenden Eingriff in die Strommärkte dar, dessen Auswirkungen vor einer Umsetzung genau analysiert werden sollten.

Flexibilisierung der erneuerbaren Stromerzeugung

Regelbare RES-E-Anlagen sollten möglichst nicht durch die Förderungssystematik zur Dauerproduktion angereizt

werden, wie das zurzeit im System der festen Einspeisevergütung der Fall ist.

Die Einführung der optionalen Marktprämie im EEG bietet Ansatzpunkte für eine Flexibilisierung der Stromproduktion aus RES-E-Anlagen. Diese nehmen dabei direkt am Strommarkt teil und können höhere Einnahmen erwirtschaften, wenn sie in Zeiten von hoher Nachfrage Strom produzieren. Außerdem eröffnet die optionale Marktprämie den RES-E-Erzeugern die Teilnahme an weiteren Märkten, z. B. an Regel- und Terminmärkten. Auch die Einführung der Flexibilitätsprämie für Biomassekraftwerke trägt zu einer stärkeren Flexibilisierung der Stromerzeugung bei.

Es bleibt allerdings abzuwarten, inwieweit dieses neue Förderinstrument tatsächlich zu einer Veränderung des Einspeiseverhaltens von erneuerbaren Energien und damit einer höheren Flexibilität des Stromsystems führt und die anfänglichen Zusatzausgaben sowie der administrative Aufwand dadurch gerechtfertigt sind.

Speicher

Die hier durchgeführten modellgestützten Analysen zeigen eindrücklich, dass die Strategie, Speicher zur Glättung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu nutzen, aus Effizienz­sicht nicht optimal ist. Stattdessen ist die Nutzung der Speicher zur Glättung der Residuallast, d. h. eine Optimierung des gesamten Stromsystems, eindeutig vorzuziehen. Bei der Ausgestaltung politischer Maßnahmen sollte dieses Argument nicht übersehen werden. Beispielsweise ist die Förderung von virtuellen Kraftwerken, ein Kombikraftwerksbonus oder auch die Förderung des Photovoltaikeigenverbrauchs aus System­sicht ineffizient. Nur unter bestimmten Voraussetzungen könnten diese Maßnahmen dennoch gerechtfertigt sein, z. B. wenn lokale Netzengpässe vorliegen, die nicht anderweitig beseitigt werden können.

Derzeit sind Pumpspeicher die meistgenutzte Art der Energiespeicherung auf Systemebene. Der Neubau von Pumpspeichern ist allerdings mit erheblichen Landschaftseingriffen verbunden, die ähnlich wie andere große Infrastrukturprojekte häufig Probleme im Planungsprozess und Besorgnis bei betroffenen Bürgern hervorrufen. Hier könnte die Politik möglicherweise unterstützend tätig werden. Die Herausforderung besteht vor allem darin, den von vielen wahrgenommenen Zielkonflikt zwischen Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren einerseits und Stärkung der Bürgerbeteiligung sowie Schaffung von Transparenz andererseits aufzulösen.

Pumpspeicher stellen bis vor Kurzem im liberalisierten Strommarkt ein rentables Geschäftsmodell dar. Wenn allerdings der jüngste Trend anhält, dass der Preisunterschied zwischen Schwach- und Spitzenlaststrom schrumpft, steht dieses Geschäftsmodell mehr und mehr unter Druck. Falls keine anderen effizienteren Flexibilisierungsmaßnahmen zur Verfügung stehen, müsste in diesem Fall eventuell über Unterstützungsmaßnahmen nach-

gedacht werden, die über die derzeitige Befreiung von den Netzentgelten und der EEG-Umlage hinausgehen.

Viele der weiteren infrage kommenden Speichertechnologien sind noch im Entwicklungsstadium. Speicher sollten daher auch weiterhin ein prioritärer Bereich für die Forschungsförderung bleiben, wie dies bereits beispielsweise in der „Gemeinsamen Förderinitiative Energiespeicher“ des BMWi, BMU und BMBF angelegt ist.

Darüber hinaus könnten Speichermöglichkeiten, die Verbindungen zu anderen Sektoren herstellen – v. a. dem Wärmesektor sowie längerfristig auch dem Gas- bzw. dem Kraftstoffsektor –, interessante Optionen eröffnen und Synergien bieten.

Eine Verknüpfung zum Wärmesektor ist beispielsweise die Ausstattung von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern, die es erlaubt, deren Stromproduktion der Stromnachfrage anzupassen. Die Wärmenachfrage kann dann bei Bedarf aus den Speichern gedeckt werden. Auf diese Weise kann auch die Sockellast reduziert werden, zu der wärmegeführte KWK-Anlagen beitragen. Eine zweite Möglichkeit ist die Nutzung von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung, beispielsweise mittels Heizstäben oder Wärmepumpen.

Eine Kopplung zum Gassektor ist die Möglichkeit mittels Strom (durch Elektrolyse) Methan („Windgas“) bzw. Wasserstoff herzustellen. Zurzeit sind diese Verfahren zwar noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt, könnten aber abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Kostenstruktur, dem Bedarf an Langzeitspeichern und Verwendungsmöglichkeiten beispielsweise im Verkehrsbereich langfristig sinnvolle Optionen darstellen.

Derzeit ist eine verlässliche Quantifizierung des ökonomisch und technisch sinnvollen langfristigen Speicherbedarfs nicht möglich. Daher ist anzuraten, die diesbezügliche Wissensbasis zu verbreitern und vor einem Eingriff – beispielsweise durch großangelegte Förderprogramme zum Speicherbau – im Detail zu untersuchen, ob und welche Art von politischer Unterstützung über die Forschungsförderung hinaus angezeigt ist.

Lastmanagement/Flexibilisierung der Nachfrage

Kurz- bis mittelfristig ist es unstrittig sinnvoll, die Flexibilität der großen Stromverbraucher zu erhöhen. Geeignete Instrumente dazu sind die stärkere Öffnung der Regelmärkte, aber auch die verstärkte Einführung von Stromtarifen, bei denen der Strompreis mit dem Börsenpreis schwankt.

In Deutschland wird bisher vor allem die stärkere Einbeziehung industrieller Stromverbraucher in den Markt für Regelernergie diskutiert, einige Unternehmen nehmen bereits am Regelergergiemarkt teil. In Teilen Deutschlands wird außerdem Nachfragemanagement zur Netzentlastung angewendet (z. B. durch vertragliche Vereinbarungen zwischen Unternehmen und Netzbetreibern).

Zur Erschließung eines höheren Lastmanagementpotenzials der Industrie wird momentan die vom BMWi erarbeitete „Lastabwurfverordnung“ diskutiert. Die Ver-

ordnung soll Netzbetreiber und Industriebetriebe zum Abschluss von Verträgen zum Lastabwurf zur Stabilisierung des Netzbetriebs motivieren. Dies wird jedoch kontrovers aufgenommen. Unter anderem bemängeln Kritiker die nichtmarktkonforme Festlegung sowie die Höhe der Vergütungssätze, die weit über den Preisen der Regenergie liegen.

Markt für Regelleistung

Konventionelle Kraftwerke, die Systemdienstleistungen bzw. Regenergie bereitstellen und somit zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität gebraucht werden (sogenannte Must-Run-Kraftwerke), bilden eine Sockellast, die die Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für erneuerbare Energien einschränken kann. Um die Sockellast zu verringern, ist daher eine Öffnung der Regelmärkte für erneuerbare Energien und für die Nachfrageseite geboten. Erste wichtige Schritte hierfür sind bereits erfolgt, ein weiterer Abbau von Zugangsbarrieren zum Regemarkt ist jedoch notwendig, um die Anzahl der Marktteilnehmer zu erhöhen und zu diversifizieren.

Zusätzlich wäre eine verstärkte Kooperation auf europäischer Ebene wünschenswert, da größere Regelzonen einen geringeren Anteil an Regelleistung benötigen. Dies setzt allerdings ein leistungsfähiges transeuropäisches Netz voraus. Eine weitere Möglichkeit ist die Stärkung des untertägigen Stromhandels („intraday“). Hierfür existieren positive Beispiele im Ausland (u. a. in Spanien).

Strommarktdesign

Im derzeitigen Strommarkt erfolgt die Preisbildung auf Basis der Grenzkosten der Kraftwerke, also der Kosten, die für die Produktion einer zusätzlichen Kilowattstunde Strom anfallen. Mit zunehmendem RES-E-Anteil an der Stromerzeugung könnten sich in vielen Stunden des Jahres Strompreise ergeben, die zu gering sind, um Kapitalkosten zu decken und Investitionen in Kraftwerke zu gestatten. Es besteht daher die Möglichkeit, dass das Strommarktdesign grundlegend überarbeitet werden muss, um den neuen Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Kapazitätsmärkte werden aktuell als ein zentrales Element eines veränderten Marktdesigns diskutiert, eine andere Option ist die stärkere Konzentration auf langfristige Lieferverträge.

Da Veränderungen in der Regulierung immer auch zu Kosten und zu Verunsicherung von Investoren führen, sollte die Eingriffstiefe einer solchen Umgestaltung möglichst gering gehalten und gewissenhaft vorbereitet werden. Wie schon beim Thema Kapazitätsmärkte angesprochen, besteht auch hier kein sofortiger Handlungsbedarf, eine gezielte Beobachtung des Marktgeschehens ist aber anzuraten.

Europäische Kooperation

Kooperation auf europäischer Ebene ist in vielen Bereichen sinnvoll, um die Integration der erneuerbaren Energien zu fördern. Transeuropäischer Netzausbau und

Marktintegration können die Flexibilität des Systems entscheidend erhöhen.

Die Kooperation auf europäischer Ebene kann außerdem den Regelbedarf reduzieren und potenziell Kosten senken, z. B. wenn bei der Standortentscheidung für Investitionen in erneuerbare Anlagen die Verfügbarkeit der Ressourcen und die Integrationskosten ganzheitlich berücksichtigt werden.

Es ist zu begrüßen, dass Deutschland sowohl auf der EU-Ebene als auch im Rahmen der multilateralen Projektoperationen (DESERTEC, Nordsee-Offshore-Initiative) sowie direkter bilateraler Gespräche (z. B. deutsch-norwegische Energiepartnerschaft) eine aktive Rolle einnimmt.

I. Einleitung

Die Bundesrepublik verfolgt im internationalen Vergleich anspruchsvolle Zielsetzungen im Bereich der Klima- und Energiepolitik. Eine CO₂-Minderung von 40 Prozent bis 2020 und langfristig 85 Prozent wird angestrebt (bis 2050, jeweils bezogen auf 1990). Ein zentraler Bestandteil der deutschen Energiepolitik ist der Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien. Ihr Anteil soll bis zum Jahr 2020 auf 35 Prozent steigen und auch danach kontinuierlich weiter wachsen. Langfristig (bis 2050) sollen mindestens 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden. Ein Großteil dieses Ausbaus erfolgt auf Basis von Technologien, deren Einspeisung zeitlich fluktuiert, v. a. Windenergie, aber zunehmend auch solare Stromerzeugung. Dadurch verändern sich die Anforderungen an die Stromversorgung sowie deren Struktur nachdrücklich.

Zur Aufrechterhaltung der in Deutschland traditionell hohen Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass nicht nur im Jahresmittel, sondern zu jedem Zeitpunkt genau so viel Strom in das Netz eingespeist wie nachgefragt wird. Diejenige Stromnachfrage, die im betrachteten Zeitraum nicht unterschritten wird, bezeichnet man als Grundlast. Diese Strommenge muss jederzeit zur Verfügung stehen, unabhängig davon, ob gerade der Wind weht oder die Sonne scheint. Eine grundlegende Frage ist in diesem Zusammenhang, wie die Grundlast in einem Stromversorgungssystem gesichert werden kann, das sich bereits heute zu einem wesentlichen Anteil – zu etwa 20 Prozent – auf erneuerbare Energien stützt, davon etwa die Hälfte Windkraft und Photovoltaik, und perspektivisch bis 2050 in Deutschland zu einer (nahezu) Vollversorgung mit erneuerbaren Energien umgebaut werden soll.

Diese Frage bildete den Ausgangspunkt für den Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, im Sommer 2008 das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) mit der Bearbeitung des Themas „Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Beitrag, Perspektiven, Investitionen“ zu beauftragen.

Der Themenkomplex „Grundlast“ kann seiner Natur nach nicht isoliert betrachtet werden, sondern muss in eine Ge-

sambetrachtung der Struktur der Stromerzeugung (Kraftwerkspark, ökonomische und ökologische Determinanten des Kraftwerkeinsatzes, Investitionsentscheidungen etc.) sowie der Nachfrage nach Strom (z. B. Lastmanagement, Maßnahmen zur Energieeinsparung und rationellen Energieverwendung) eingebettet werden. Damit erweitert sich die Ausgangsfrage zur übergeordneten Fragestellung, wie eine gesicherte Versorgung insgesamt organisiert werden kann.

Im Rahmen des TAB-Projekts wurde zum einen die verfügbare Literatur ausgewertet, um den gegenwärtigen Wissensstand zu diesem Themenkomplex zu erfassen. Zum anderen wurden modellgestützte Analysen zur Entwicklung der Stromnachfrage und der Bedarfsdeckung im bestehenden und zukünftigen Stromversorgungssystem durchgeführt. Darüber hinaus wurde das folgende Gutachten vergeben:

- *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Beitrag, Perspektiven, Investitionen* (Nils Brodersen, Dr. Karsten Burges; Ecofys Germany GmbH, Berlin)

Im laufenden Text ist vermerkt, wenn auf dieses Gutachten rekurriert wurde. Die Verantwortung für die Auswahl und Strukturierung der darin enthaltenen Informationen sowie ihre Zusammenführung mit weiteren Quellen liegt bei den Autoren des vorliegenden Berichts. Den Gutachtern sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich für die Ergebnisse ihrer Arbeit, die exzellente und stets angenehme Zusammenarbeit und die ausgeprägte Bereitschaft zu inhaltlichen Diskussionen gedankt.

Ein herzlicher Dank geht an dieser Stelle auch an Dr. Claudio Caviezel und Dr. Arnold Sauter für das Korrekturlesen von Entwürfen sowie an Brigitta-Ulrike Goelsdorf und Johanna Kniehase für die Unterstützung bei der Erstellung des Endlayouts.

Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen während der Projektlaufzeit zweimal tiefgreifend verändert haben – am 28. Oktober 2010 durch den Bundestagsbeschluss zur Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken sowie, in der Folge der Ereignisse in Fukushima, am 30. Juni 2011 durch die Beendigung der Kernenergienutzung bis Ende 2022 – mussten die Grundannahmen für die Analysen jeweils angepasst und neu justiert sowie bereits fertiggestellte Berichtsteile grundlegend überarbeitet und aktualisiert werden. Auch Rezeption und Einordnung des in der Zeit der Projektbearbeitung beinahe inflationär erscheinenden Schrifttums stellten eine enorme Herausforderung dar.

Auf der Grundlage der durchgeführten Analysen werden im vorliegenden Bericht Anforderungen für das zukünftige Stromversorgungssystem abgeleitet, damit ein hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien integriert werden kann. Ein Schlüsselbegriff hierbei lautet: Flexibilisierung des gesamten Stromsystems. Dies betrifft die Struktur und Betriebsweise des Kraftwerksparks genauso wie den Netzausbau, den Bedarf an Speichertechnologien, aber auch den Beitrag, den die Nachfrageseite hierzu leisten kann. Darauf aufbauend werden Hand-

lungsfelder identifiziert und Handlungsoptionen formuliert, wie bei ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien die Deckung der Grundlast und eine verlässliche Versorgung insgesamt gesichert werden kann.

Dementsprechend ist der Bericht folgendermaßen aufgebaut: Kapitel II beschreibt die gegenwärtige Struktur der Stromversorgung und leitet anhand eines Vergleichs von publizierten Szenarien, Projektionen und Prognosen Aussagen zur zukünftigen Versorgungsstruktur ab. In Kapitel III werden Stromnetze als Schlüsselbereich für die Transformation des Stromsystems thematisiert. Kapitel IV befasst sich mit Speichern und anderen Flexibilisierungsoptionen, die zur verbesserten Integration fluktuierender erneuerbarer Energien benötigt werden. Die Ergebnisse der Szenarienanalyse werden in Kapitel V präsentiert. Die Einspeise- und Nachfragesituation im deutschen Stromsystem wurde mit dem Zeithorizont 2030 modelliert und daraus Konsequenzen für den zukünftigen Kraftwerkspark, die Betriebsweise von Kraftwerken sowie Bedingungen für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien abgeleitet. Kapitel VI beleuchtet internationale Erfahrungen mit Strategien zur verbesserten Systemintegration anhand der Beispiele Dänemark sowie iberische Halbinsel (Spanien/Portugal). Abschließend werden in Kapitel VII Handlungsfelder und Handlungsoptionen für energiepolitische Akteure in Exekutive und Legislative identifiziert, mit denen der anstehende Umbau der Stromversorgung unterstützt werden kann.

II. Elektrizitätsversorgung in Deutschland

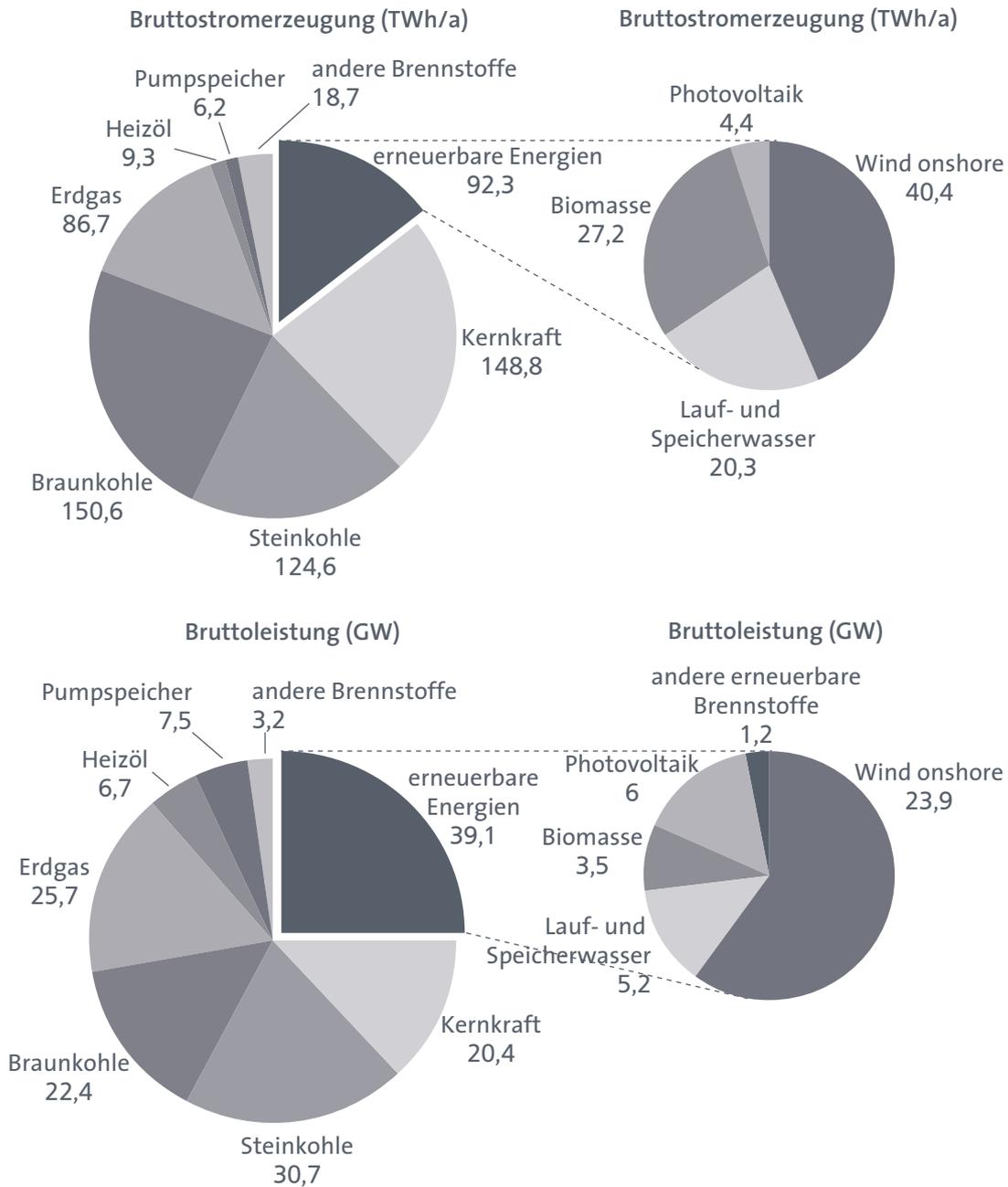
Die derzeitige Erzeugungsstruktur (Bezugsjahr 2008²) von Strom in Deutschland ist in Abbildung II.1 dargestellt. Von der gesamten Bruttoerzeugung von 637,3 TWh liefern die konventionellen Energieträger (Kernkraft, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) zusammen einen Anteil von etwa 80 Prozent, die erneuerbaren Energien gemeinsam (Wind, Biomasse, Wasser, Photovoltaik) knapp 15 Prozent. Bezogen auf die installierte Kraftwerksleistung beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 25 Prozent. Der Grund für diesen Unterschied bei der Betrachtung der elektrischen Arbeit und der installierten Leistung ist die unterschiedliche Auslastung der verschiedenen Kraftwerkstypen (Tabelle II.1).

Eine für Grundlast typische Auslastung im Bereich von 7 000 Volllaststunden im Jahr weisen Kernkraft und Braunkohle auf. Bei den erneuerbaren Energien können Laufwasser und Biomasse der Grundlast zugeordnet werden. Der Einsatzbereich von Steinkohle ist in der Mittelast (um 4 000 Stunden) anzusiedeln. Eine für Spitzenlast typische Auslastung besitzen vor allem Pumpspeicher und Heizöl sowie Erdgas. Bei Wind und Photovoltaik sind die erreichbaren Jahresvolllaststunden vor allem durch das natürliche Energiedargebot begrenzt.

² Diese Daten wurden verwendet, da sowohl Bruttostromerzeugung als auch installierte Leistung sowie jährliche Auslastung der Kraftwerke nach einer einheitlichen Systematik ausgewiesen sind. Die derzeit aktuellen Zahlen für das Jahr 2011 findet man in BMWi 2012. Die Bruttostromerzeugung beträgt hier 612 TWh, die gesamte RES-E-Erzeugung macht mit 122 TWh einen Anteil von 19,9 Prozent aus.

Abbildung II.1

Struktur der Stromerzeugung und installierten Kraftwerksleistung im Jahr 2008



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2010, S. A1–12, A1–20

Die Struktur der Stromerzeugung ist in den letzten Jahren einem dynamischen Veränderungsprozess unterworfen. Mittel- bis langfristig wird diese Entwicklung zu einem Umbruch bei Kraftwerksporfolio und -einsatz von erheblichem Ausmaß führen. Dieser Prozess wird von einer Reihe von Faktoren angetrieben.

Die Liberalisierung und europäische Integration der Energiemärkte führt auf der Erzeugungsseite zu einer

verstärkten Konkurrenz verschiedener Anbieter, nicht nur national, sondern mit dem verstärkten (Aus-)Bau von grenzüberschreitenden Kuppelstellen auch international. Die Kraftwerkseinsatzplanung folgt zunehmend Marktmechanismen (sogenannte „merit order“) – u. a. getrieben durch die Preisbildung an der Leipziger Energiebörse (EEX) – und ist nicht mehr wie früher das Ergebnis einer zentralistischen Planung eines (Gebiets-) Monopolisten.

Tabelle II.1

Jährliche Auslastung der Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Jahresvolllaststunden
Kernkraft	7.289
Braunkohle	6.814
Steinkohle	4.547
Erdgas	3.183
Pumpspeicher	828
Biomasse	5.846
Lauf- und Speicherwasser	3.908
Wind onshore	1.690
Photovoltaik	739

Quelle: Prognos/EWI/GWS 2010, S. A1-22

Die Maßnahmen zum *Klimaschutz*, zuvorderst der europaweite Handel mit CO₂-Emissionsrechten, verschieben perspektivisch die Kostenrelationen zugunsten von weniger CO₂-intensiven Erzeugungstechniken. Davon profitieren auch die erneuerbaren Energien, deren Ausbau darüber hinaus durch weitere Instrumente – v. a. durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) – gefördert wird. Dies führte in den letzten Jahren zu einer beträchtlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung (RES-E, „renewable energy sources – electricity“).

Obwohl der Anstieg des RES-E-Anteils nicht die einzige Triebfeder für den Strukturwandel in der Stromversorgung darstellt, nimmt er in der Fachdiskussion dennoch eine herausgehobene Stellung ein. Dass der RES-E-Anteil auch zukünftig weiter erheblich ansteigen wird, ist in der gegenwärtigen Diskussion unumstritten. Wie dynamisch sich der Ausbau entwickeln wird bzw. soll, ist in letzter Zeit in einer Reihe von Prognosen und Szenarien untersucht worden. Im Folgenden wird ein Überblick über die Ergebnisse dieser Untersuchungen und ihrer Spannweite gegeben.

1. Ausbauziele und Szenarien für RES-E

Nach Beschlussfassung im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung (2010a, S. 4 f.) liegt die Zielsetzung für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 35 Prozent im Jahr 2020 und soll über Zwischenschritte (50 Prozent bis 2030, 65 Prozent bis 2040) im Jahr 2050 auf 80 Prozent ansteigen.

Mit diesem Ziel der Bundesregierung werden die Vorgaben der EU-Richtlinie 2009/28 EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) umgesetzt, nach der Deutschland bis 2020 einen Anteil von 18 Prozent des Bruttoendenergiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen decken muss. Das Bundesumweltministerium (BMU 2010a, S. 3) geht davon aus, dass im Strombereich der erneuerbare Anteil deutlich mehr als 30 Prozent betragen muss, damit das 18-Prozent-Ziel der EU-Richtlinie erfüllt werden kann. Im „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien“ formuliert das BMU (2010b, S. 2) als „derzeit erwartete Entwicklung“, dass im Jahr 2020 ein erneuerbarer Anteil von 19,6 Prozent am Bruttoendenergiebedarf in Deutschland erreicht sein wird, bei einem Beitrag von 38,6 Prozent am Bruttostromverbrauch.

Tabelle II.2

Aktuelle Publikationen zu Energieprognosen und -szenarien

Quelle	Kurztitel	Zielsetzung
BMU 2010b	Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie	bildet die „derzeit erwartete Entwicklung“ ab
IER/RWI/ZEW 2010	Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009	Status-quo-Prognose: wahrscheinliche Entwicklung, bei derzeit wirksamen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen und Maßnahmen
Prognos/EWI/GWS 2010	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.	Referenzszenario: Bisher angelegte Politiken werden in die Zukunft fortgeschrieben. Zielszenarien: Vorgaben für CO ₂ -Reduktion und Anteil von RES müssen erreicht werden.
Prognos/EWI/GWS 2011	Energieszenarien 2011	Aktualisierung der Energieszenarien 2010 unter Berücksichtigung eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie gemäß Beschlusslage vom Juni 2011

noch Tabelle II.2

Quelle	Kurztitel	Zielsetzung
Nitsch et al. 2012a	Leitszenario 2011	wahrscheinlicher Ausbaupfad bei Vorgabe eines Primärenergiebeitrags von RES von 50 Prozent in 2050
BEE 2009	Branchenprognose	Prognose auf Basis einer Befragung der Branchenfachverbände über ihre Wachstumserwartungen
SRU 2010	100 Prozent erneuerbare Stromversorgung bis 2050	Zielszenario zur Machbarkeit einer vollständig regenerativen, nachhaltigen Stromversorgung 2050 unter technisch-ökonomischen Gesichtspunkten

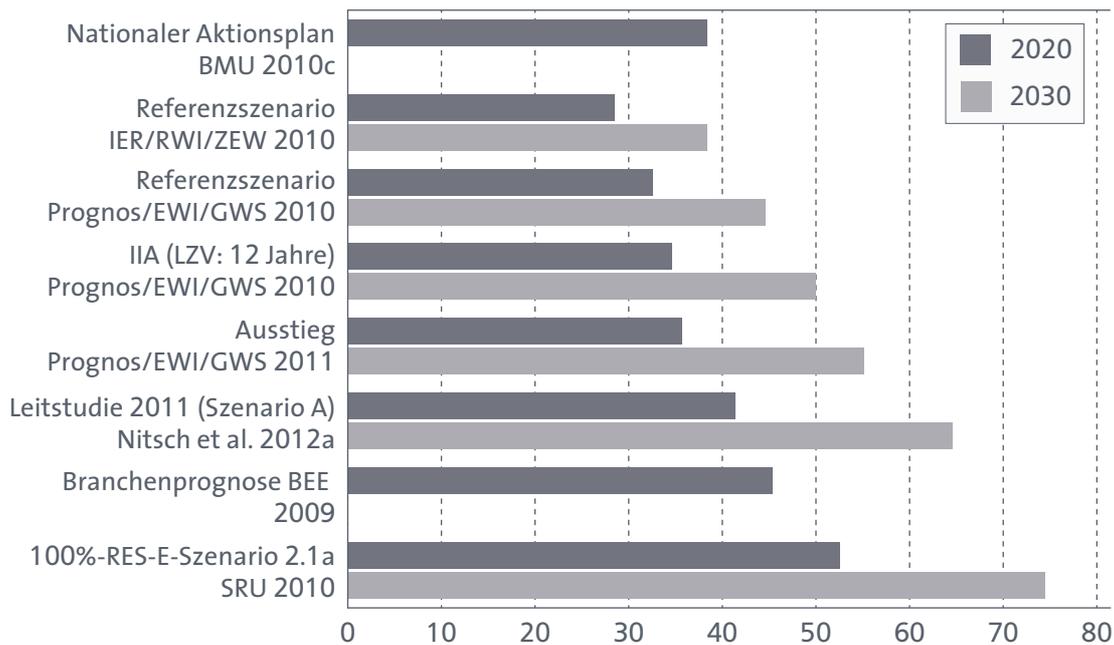
Eigene Darstellung

Die zukünftige Entwicklung der Stromversorgung ist in einer Vielzahl an Prognosen und Szenarien untersucht worden (Tabelle II.2), die bezüglich des RES-E-Anteils an der Bruttostromerzeugung zu recht unterschiedlichen Ergebnissen kommen (Abbildung II.2). In der für das Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) erstellten „Energieprognose 2009“ wird die Wirkung der derzeit beschlossenen Maßnahmen so eingeschätzt, dass der RES-E-Anteil an der Bruttostromerzeugung auf 28,8 Prozent (2020) bzw. 38,4 Prozent (2030) ansteigen könnte (IER/RWI/ ZEW 2010, Referenzprognose).

In den „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos/EWI/GWS 2010) wurde eine Reihe von Szenarien entwickelt. Für das Referenzszenario, in dem die bislang angelegten Politiken in die Zukunft fortgeschrieben werden, ergibt sich ein RES-E-Anteil an der Bruttostromerzeugung von 33,7 Prozent (2020) bzw. 44,9 Prozent (2030). Im Vergleich dazu werden in den Zielszenarien, in dem vorgegebene energiepolitische Ziele erreicht werden (u. a. Treibhausgasreduktion um 85 Prozent bis 2050, Steigerung der Energieeffizienz auf 2,3 bis 2,5 Prozent p.a.), höhere Werte ermittelt, z. B. im

Abbildung II.2

Vergleich von Ausbauszenarien für RES-E
(Anteil an der Stromerzeugung in Prozent)



Eigene Darstellung

Szenario IIA (zwölf Jahre Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke) 34,6 Prozent (2020) bzw. 50 Prozent (2030).

In der Basisvariante des „Leitszenarios“, das für das BMU erstellt und fortgeschrieben wird, wird in der aktuellen Version („Szenario 2011 A“, Nitsch et al. 2012a) ein RES-E-Anteil von 41,6 Prozent (2020) bzw. 64,1 Prozent (2030) für möglich gehalten.

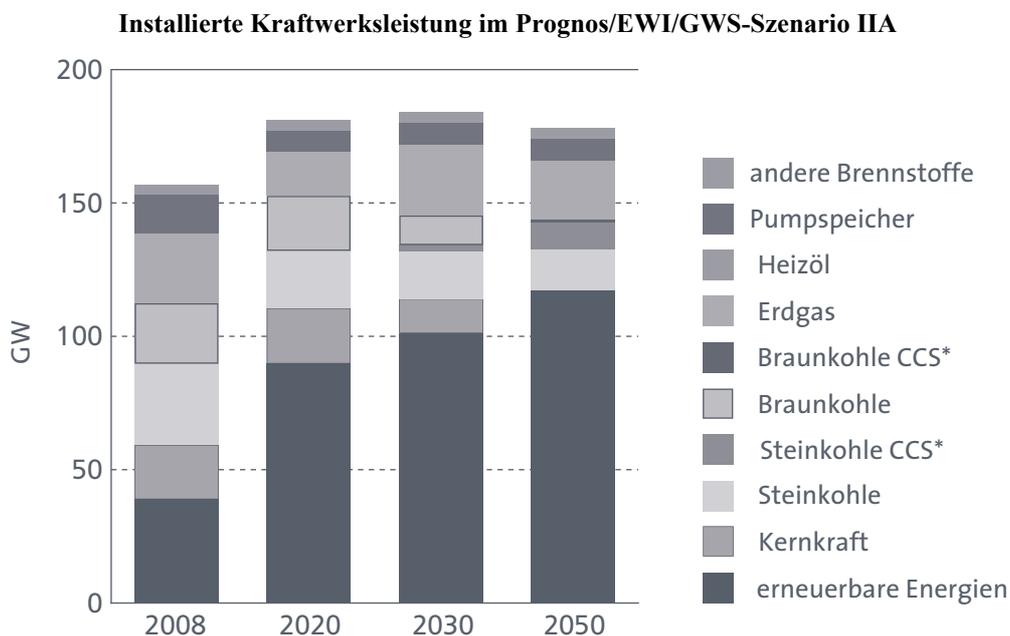
Am oberen Ende der Bandbreite bewegen sich die Branchenprognose 2020 des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE 2009, S. 4) mit 47 Prozent RES-E-Anteil bis zum Jahr 2020 sowie eine Szenarienfamilie für eine „100 Prozent erneuerbare Stromversorgung bis 2050“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2010, S. 49), in dem von 53 Prozent bis 2020 sowie 74 Prozent bis 2030 die Rede ist (in den Szenarien mit 509 TWh/a Bruttostromerzeugung in 2050).

Dass die skizzierten Ausbaupfade für die Stromerzeugung einen grundlegenden Umbau in der installierten

Kraftwerksleistung bedingen, wird hier exemplarisch an einem eher konservativen und einem ambitionierten Ausbauszenario dargestellt: Im Szenario „IIA“ für das Energiekonzept der Bundesregierung steigt der Anteil von RES-E-Erzeugungskapazitäten kontinuierlich von gegenwärtig ca. 25 Prozent auf rund 50 Prozent 2020 und auf lange Sicht auf über 70 Prozent (2050) (Abbildung II.3). Im „Leitszenario“ des BMU werden diese Werte noch deutlich übertroffen, wie hier am Beispiel des Szenarios 2011 A dargestellt (Nitsch et al. 2012b, S. 19). Bereits im Jahr 2030 sind fast drei Viertel der installierten Kraftwerksleistung RES-E-Anlagen, 2050 sind es sogar mehr als 80 Prozent (Abbildung II.4).

Damit bleibt ganz unabhängig von der genauen Herkunft, Methodik bzw. Zielrichtung der aktuellen Untersuchungen zum mittel- bis langfristigen RES-E-Ausbau festzuhalten, dass – so unterschiedlich die Ergebnisse im Detail auch sind – alle einen tiefgreifenden Wandel, teilweise sogar einen radikalen Umbruch in der Stromerzeugung implizieren.

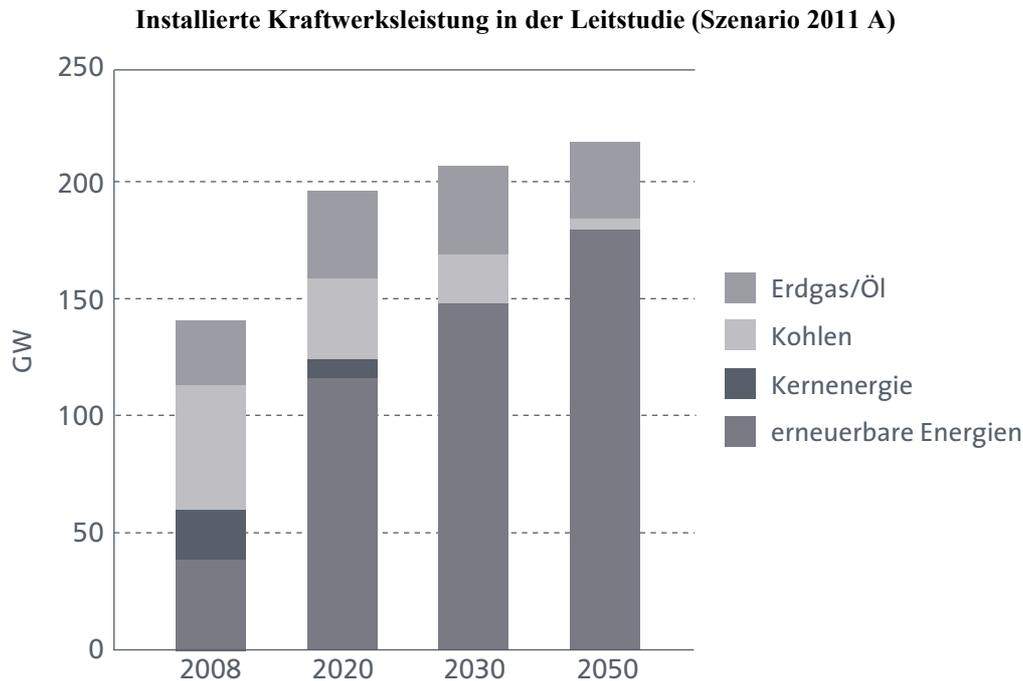
Abbildung II.3



* CCS = CO₂-Abscheidung und -Lagerung

Quelle: eigene Darstellung nach Daten aus Prognos/EWI/GWS 2010, S. A1–20 Szenario IIA

Abbildung II.4



Quelle: eigene Darstellung nach Daten aus Nitsch et al. 2012b, S. 19

2. Grundlast und gesicherte Versorgung

Vor dem Hintergrund der zuvor geschilderten Entwicklungsperspektiven der Stromversorgung stellt sich die grundlegende Frage, ob die skizzierte „neue“ Erzeugungsstruktur dazu geeignet ist, nicht nur im Jahresmittel, sondern zu jedem Zeitpunkt die Versorgung zuverlässig zu sichern.

In diesem Zusammenhang ist die Frage, auf welche Weise die Grundlast, d. h. diejenige Strommenge, die dauerhaft nachgefragt und die im Tages- bzw. Jahresverlauf nie unterschritten wird, nur ein – wenngleich wichtiger – Aspekt der übergeordneten Fragestellung, wie eine gesicherte Versorgung organisiert werden kann.

Üblicherweise wird der Strombedarf in die Lastsegmente Grund-, Mittel- und Spitzenlast unterteilt. Dies ist in Abbildung II.5 exemplarisch für einen Tag veranschaulicht. Eine hierzu alternative Darstellungsweise ist die sogenannte Jahresdauerlinie, bei der die Stunden nach der Höhe des Strombedarfs geordnet werden (Abbildung II.6). Die Höhe der Grundlast – d. h. die Last, die alle 8 760 Stunden im Jahr nachgefragt wird – ist am rechten Endpunkt der Dauerlinie ablesbar. Oft wird diese strikte Definition der Grundlast etwas aufgeweicht, indem man für deren Nutzungsdauer nicht sämtliche 8 760 Jahresstunden fordert, sondern einen geringeren Wert, z. B. wie in Abbildung II.6 mindestens 7 000 Jahresstunden. Für die Mittellast sind hier 2 000 bis 7 000 Nutzungsstunden im Jahr angenommen, und für die Spitzenlast weniger als 2 000.

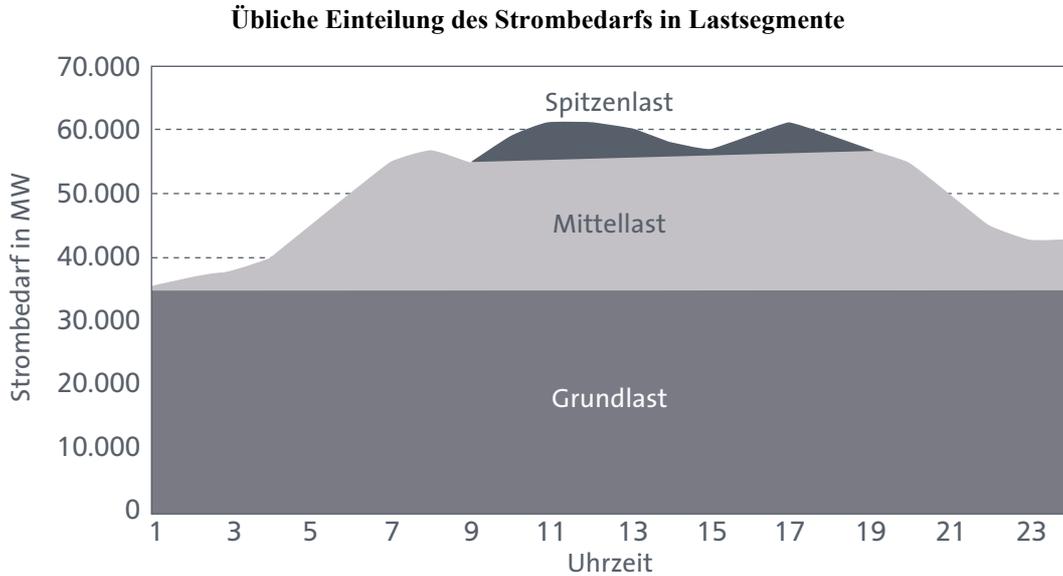
Leistungskredit erneuerbarer Energien

Der Beitrag, den erneuerbare Energien zur gesicherten Versorgung leisten, wird im Folgenden anhand des Begriffs „Leistungskredit“ diskutiert.³ Vereinfacht gesprochen ist der Leistungskredit das Ausmaß, in dem eine RES-E-Anlage bei gleichbleibender Versorgungssicherheit konventionelle Anlagenkapazität substituieren kann. Im Folgenden soll dies exemplarisch anhand der Windenergie diskutiert werden, da diese von den fluktuierenden regenerativen Energiequellen auf absehbare Zeit den größten Anteil an der deutschen Stromversorgung ausmachen wird.

Ein Vergleich von Untersuchungen zum Leistungskredit aus verschiedenen europäischen Ländern (Abbildung II.7) zeigt eine große Spannweite, die vom niedrigen einstelligen Prozentbereich bis hinauf zu 35 Prozent reicht. Dies verdeutlicht, dass der Leistungskredit von einer Vielzahl von Faktoren abhängt. Wichtige Einflussgrößen sind der betrachtete geografische Raum und die Struktur des Erzeugungssystems. In der Tendenz ist der Leistungskredit hoch bei niedriger Durchdringung des Erzeugungssystems mit Windenergie (Prozentzahlen oben und unten an den Balken in Abbildung II.7), wenn die Windenergieanlagen über einen großen Raum verteilt sind und wenn das Winddargebot eine gute Übereinstimmung mit dem zeitlichen Verlauf der Last aufweist. Im umgekehrten Fall ist er niedriger (Giebel 2005, S. 10).

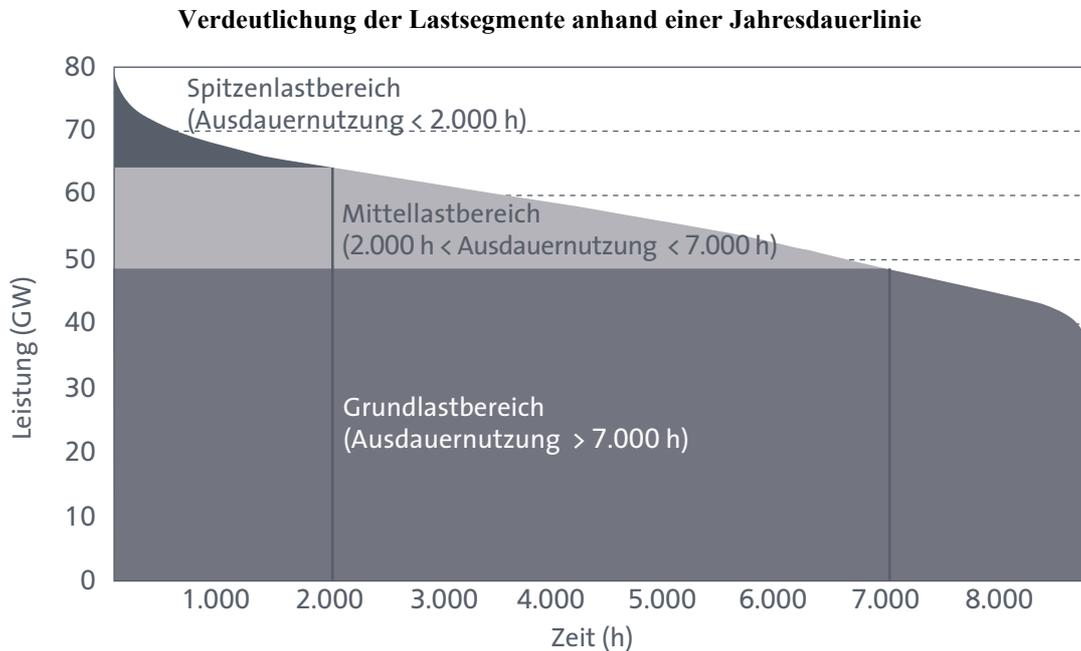
³ Daneben werden oft auch die Begriffe „gesicherte Leistung“ oder „Zugewinn an gesicherter Leistung“ verwendet.

Abbildung II.5



Eigene Darstellung

Abbildung II.6



Quelle: Fraunhofer IWES 2010, S. 42

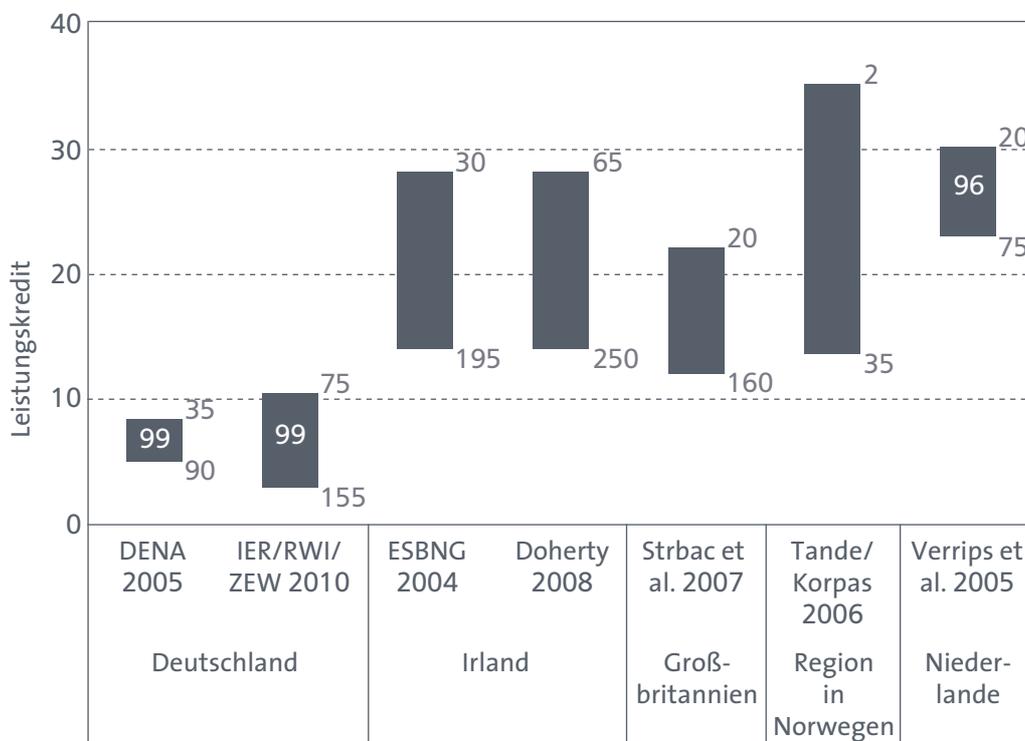
Diese Faktoren erklären die Differenzen in Abbildung II.7 jedoch nur zum Teil.

Zu einem erheblichen Anteil sind diese Differenzen darauf zurückzuführen, dass es derzeit (noch) keine international abgestimmte Methodik zur einheitlichen Bewer-

tung des Leistungskredits gibt. Ein wesentlicher Faktor ist z. B. das Niveau der Versorgungssicherheit, das angenommen wird (helle Ziffer in den Balken in Abbildung II.7). Der für Deutschland im internationalen Vergleich relativ niedrig ausgewiesene Leistungskredit ist u. a. dadurch zu erklären, dass eine vergleichsweise hohe

Abbildung II.7

Vergleich verschiedener Studien: Leistungskredit von Windenergie in Prozent



Ziffern weiß: angenommenes Niveau der Versorgungssicherheit
 Ziffern grau: installierte Windleistung bezogen auf die minimale Netzlast (Durchdringung)
 Quelle: Ecofys 2009, S. 13, ergänzt

Versorgungssicherheit (99 Prozent) vorausgesetzt worden ist (Dena 2005, S. 238 ff.).

Wie sich der Leistungskredit für Windenergieanlagen in Deutschland in den nächsten zehn Jahren entwickeln könnte, ist in einer aktuellen Untersuchung analysiert worden (Tabelle II.3). Im Jahresmittel steigt er von 6,0 Prozent im Jahr 2010 auf 8,5 Prozent im Jahr 2020 an. Dabei wirken der steigende Anteil von Offshorewind-

energie und der Trend zu größeren Nabhöhen von Onshoreanlagen positiv, der insgesamt ansteigende Anteil der Windenergieerzeugung negativ auf die Höhe des Leistungskredits (Consentec/r2b 2010a, S. 65).

Andererseits steigt der Leistungskredit mit der Größe des betrachteten geografischen Raums an. In einem Szenario für 2020 mit 200 GW installierter Windkraftleistung in Europa (entsprechend 12 Prozent Anteil am Bruttostrom-

Tabelle II.3

Leistungskredit für Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2020 in Prozent

	2010	2015	2020
Winter	7,6	9,4	11,5
Frühling	5,9	6,4	8,0
Sommer	4,8	5,6	6,3
Herbst	5,5	6,8	8,3
Jahresmittelwert	6,0	7,0	8,5

Die Werte beziehen sich auf das Referenzszenario mit einem unterstellten RES-E-Anteil von 30 Prozent im Jahr 2020.
 Quelle: Consentec/r2b 2010a, S. 65

verbrauch) wird ein Leistungskredit von 8 Prozent angeboten, wenn kein Austausch von Windstrom zwischen einzelnen Ländern erfolgt. Dieser Wert steigt auf 14 Prozent, wenn der Windstrom in ganz Europa frei fließen kann (Hulle et al. 2009, S. 66).

In einem Erzeugungssystem mit sehr hoher Durchdringung mit RES-E-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung (v. a. Wind) muss also ein beträchtlicher Teil deren nomineller Kapazität durch regelfähige Anlagen (konventionelle oder z. B. Biomasse) abgesichert werden, deren tatsächliche Einsatzdauer aber nur gering ist. Im Extremfall drückt sich dies so aus, wie z. B. in den Energieszenarien von Prognos/EWI/GWS (2010, S. A1–20 ff.) für das Jahr 2050: Es ist eine installierte Kapazität von über 20 GW Erdgaskraftwerken angegeben, die aber fast nie eingesetzt werden (es werden Null Jahresvolllaststunden ausgewiesen).

Systemdienstleistungen

Unvorhergesehene Ungleichgewichte zwischen Angebot und Stromnachfrage müssen umgehend ausgeglichen werden, damit die Stromversorgung bzw. deren Qualität (Frequenz, Spannung) aufrechterhalten werden kann. Zu unterscheiden ist dabei zwischen Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve sowie der Ausfallsreserve. Die verschiedenen Regelleistungsprodukte unterscheiden sich insbesondere in der geforderten Bereitstellungsgeschwindigkeit und der Bereitstellungsdauer (Abbildung II.8).

Die *Primärregelung* dient dazu, durch Leistungsunterschieden hervorgerufene Frequenzschwankungen im Sekundenbereich zu begrenzen. Jedes Kraftwerk mit mehr als 100 MW installierter Leistung muss technisch so ausge-

rüstet sein, dass es zur Abgabe von Primärregelleistung fähig ist (VDN 2007, S. 27).

Die *Sekundärregelung* löst die Primärregelung ab und muss im Zeitraum von 30 bis 300 Sekunden auf Anforderung voll einsatzfähig sein (FNN 2009). Sie hat die Aufgabe, die Frequenz wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen.

Die *Minutenreserve* wird zur „Vermeidung größerer, länger andauernder Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch und/oder zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes“ eingesetzt (VDN 2007, S. 52). Sie wird manuell bzw. fahrplanmäßig angefordert.

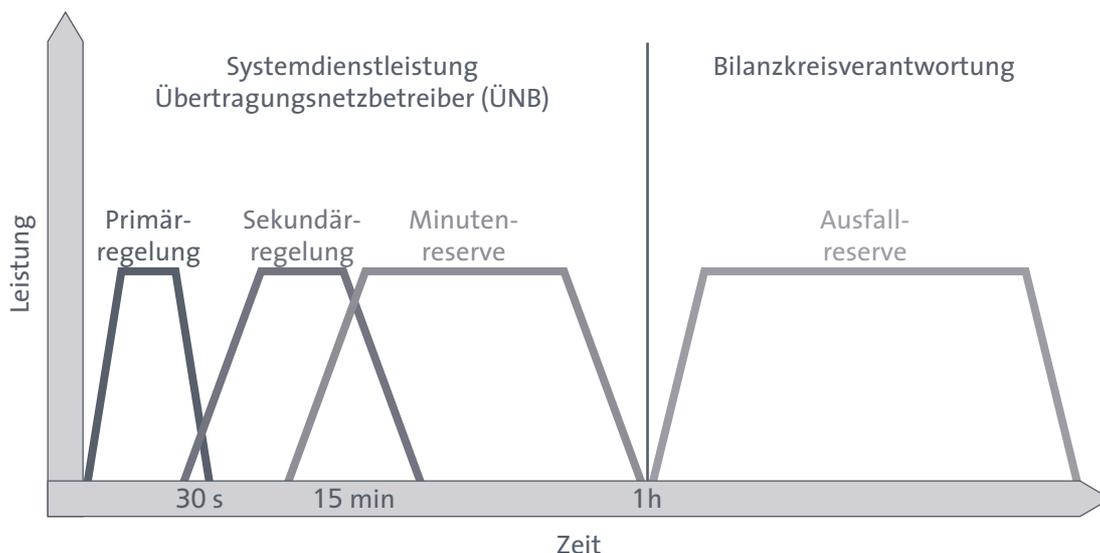
Die Beschaffung und Vergütung der Regelleistungsprodukte (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in einem Ausschreibungsverfahren.

Für die Bereitstellung der *Ausfallsreserve* ist der Bilanzkreisverantwortliche zuständig. In der Regel ist dies ein Stromhändler, dessen Kunden einen Bilanzkreis bilden. Als Schnittstelle zwischen Netznutzern und ÜNB muss dieser Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen seines Bilanzkreises innerhalb einer Stunde ausgleichen, beispielsweise durch Zukauf von Stromlieferungen von Dritten.

Aufgrund der geforderten schnellen Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelung wird diese (und andere Systemdienstleistungen, wie z. B. Spannungs- und Blindleistungsregelung) durch am Netz befindliche, zum Teil angedrosselte Kraftwerke erbracht. Diese Kraftwerke können dann in Zeiten hoher RES-E-Einspeisung nicht einfach vom Netz genommen werden, da sie für die Sicherheit des Netzbetriebs essenziell sind (sogenannte

Abbildung II.8

Struktur der Reserven für den Systembetrieb



Eigene Darstellung

Must-run-Kraftwerke). Dies kann unter Umständen die Aufnahmekapazität des Netzes für RES-E begrenzen. Mittelfristig ist es denkbar, dass die Systemdienstleistungen verstärkt von erneuerbaren Energien erbracht werden. Für den sicheren Betrieb des Netzes bei sehr hoher RES-E-Durchdringung ist dies sogar unabdingbar. Auf diese Weise könnten Flexibilität und Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems beträchtlich erhöht werden.

Die längerfristigen Reserven (Minuten- und Ausfallreserve) beeinträchtigen die Aufnahmefähigkeit des Systems für hohe erneuerbare Stromproduktion nicht, da benötigte Leistung auch von schnell startenden Kraftwerken erbracht werden kann.

Residuallast

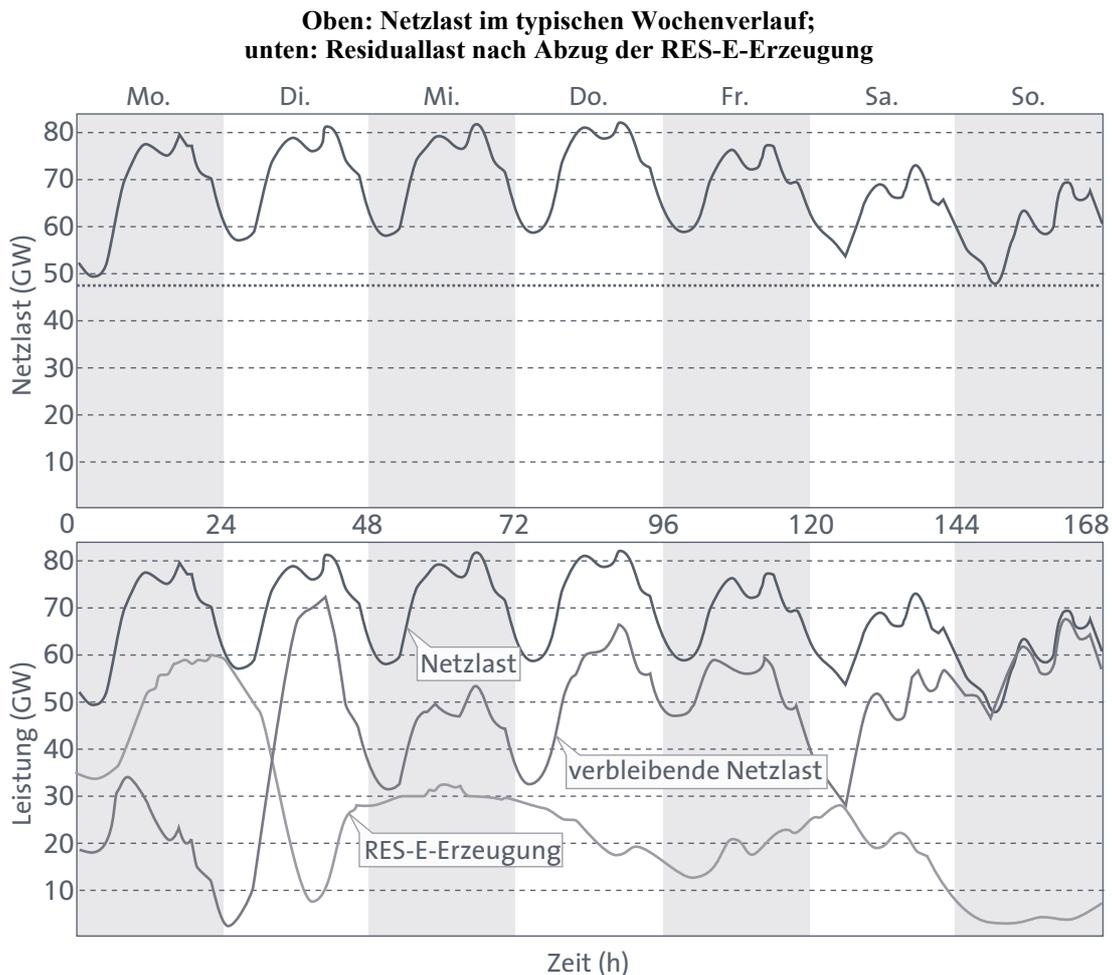
Eine wichtige Determinante zur Ermittlung des Bedarfs und der erwarteten Auslastung der verschiedenen Kraftwerkstypen ist der zeitliche Verlauf der sogenannten Residuallast. Darunter versteht man die Nachfragelast abzüglich der Einspeisung durch RES-E-Anlagen. Diese Last muss durch den regelbaren konventionellen Kraft-

werkspark gedeckt werden.⁴ Wie in Abbildung II.9 anhand einer typischen Woche beispielhaft illustriert ist, hat eine hohe Durchdringung mit fluktuierender RES-E-Einspeisung zwei gravierende Effekte auf den Lastverlauf.

- Zum Ersten sind die Steigungen (Gradienten) der Residuallast steiler und reichen über einen wesentlich größeren Lastbereich als die der Nachfragelast, d. h., der konventionelle Kraftwerkspark muss wesentlich schneller und umfangreicher auf steigende bzw. fallende Last reagieren können.
- Zum Zweiten kann die bereitzustellende Residuallast sehr klein werden und sogar zeitweise auf (oder sogar unter) Null absinken. In bestimmten Regionen Deutschlands tritt dies inzwischen regelmäßig auf.

⁴ Präziser: Von der Nachfragelast wird die *nichtgesteuerte Einspeisung* abgezogen. Die Einspeisung gemäß dem Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) sowie von wärmegeführten KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) ist in diesem Zusammenhang als „nicht gesteuert“ anzusehen. Regelbare RES-E-Anlagen, die nicht zur Ermittlung der Residuallast herangezogen werden, können genau wie konventionelle Anlagen zur Deckung der Residuallast beitragen.

Abbildung II.9



Im gezeigten Beispiel müssten am Dienstag kurz nach Mitternacht theoretisch sämtliche konventionellen Kraftwerke abgeschaltet werden. Gäbe es in derselben Woche keine RES-E-Einspeisung, müsste hingegen zu jeder Zeit ca. 48 GW konventionelle (Grundlast-)Leistung am Netz sein. Wenn die RES-E-Erzeugung größer als die Netzlast ist, treten auch negative Werte der Residuallast auf (d. h. eine Überproduktion an Strom).

Dies zeigt sehr plastisch, dass eine Differenzierung der Leistungsnachfrage nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast mit wachsender Durchdringung des Systems mit fluktuierender RES-E-Einspeisung zunehmend obsolet wird. Ebenso wird die Zuordnung einzelner Lastbereiche zu bestimmten Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke) in Zukunft ebenfalls weniger deutlich ausfallen (Hundt et al. 2009, S. 22). Die Einsatzmöglichkeiten für Kraftwerke, die für sehr hohe Volllaststunden ausgelegt sind, gehen zurück.

Für den sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems hat dies zur Konsequenz, dass neue Betriebsstrategien entwickelt werden müssen. Beispielsweise werden derzeit Systemdienstleistungen, insbesondere die Primär- und Sekundärregelleistung, weitgehend durch thermische Großkraftwerke bereitgestellt. Will man einen hohen RES-E-Anteil in das System integrieren, müssen diese künftig verstärkt zur Sicherstellung von Systemdienstleistungen herangezogen werden.

Rückgang des Bedarfs an Grundlastkraftwerken in einem Szenario mit starkem RES-E-Ausbau

In einer dynamischen Simulation hat das IWES auf der Grundlage eines Szenarios mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem (47 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020 [BEE 2009]) errechnet, welche Anforderungen an den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Versorgung gestellt werden müssten (Fraunhofer IWES 2009).

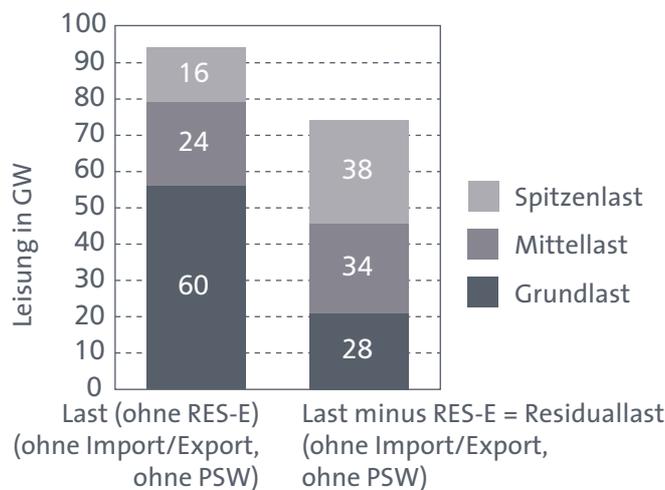
Im Ergebnis sinkt der Bedarf an Grundlastkraftwerken von derzeit 56 GW auf 21 GW. In der Mittellast gibt es einen geringen absoluten Zuwachs (von 23 GW auf 25 GW), wohingegen der Spitzenlastbedarf sich beinahe verdoppelt (Anstieg von 15 GW auf 28 GW) (Abbildung II.10).

Durch den Einsatz von Flexibilisierungsoptionen (z. B. Speicher und Stromim- bzw. -export) lässt sich diese Entwicklung zwar etwas abmildern, die Grundtendenz bleibt hingegen bestehen: der Grundlastbedarf sinkt stark ab, Mittel- und besonders Spitzenlast steigen erheblich an.

Zu ganz ähnlichen Ergebnissen kommen Consentec/r2b (2010a, S. 51) (Abbildung II.11): In der Ausbauvariante 45 Prozent RES-E-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 wird ein Bedarf von 22 GW Grund-, 13 GW Mittel- sowie 34 GW Spitzenlastkraftwerksleistung angegeben.

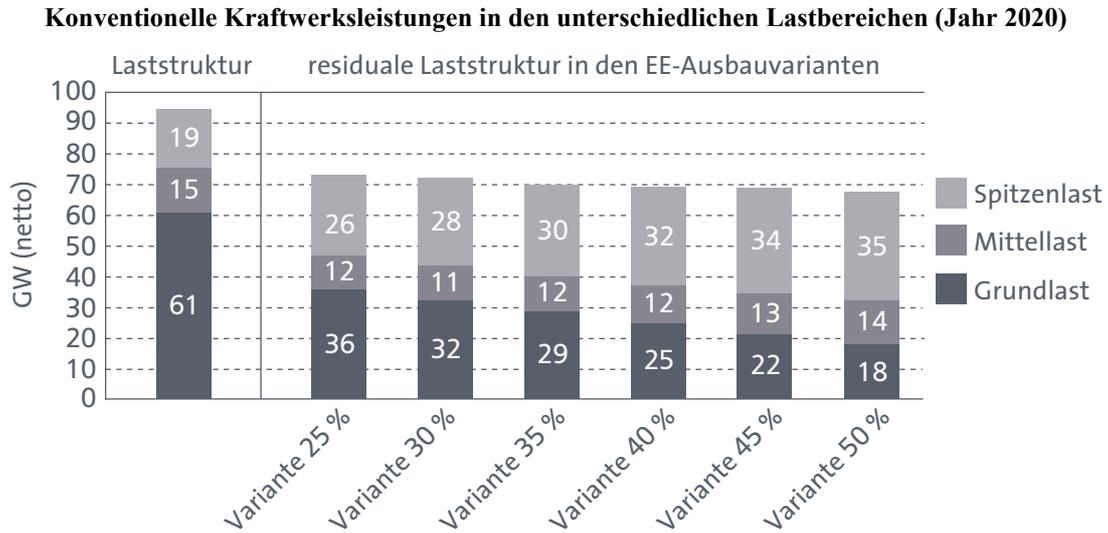
Abbildung II.10

Bedarf an Grund-, Mittel-, und Spitzenlast mit und ohne RES-E-Einspeisung in Prozent (2020)



links: Netzlast ohne RES-E; rechts: Residuallast (Netzlast minus RES-E)
 Spitzenlast: 0 bis 2 000, Mittellast: 2 000 bis 7 000, Grundlast: 7 000 bis 8 760 Nutzungsstunden/Jahr (ohne Import/Export, ohne Pumpspeicherkraftwerke)
 Quelle: Fraunhofer IWES 2009, S. 34

Abbildung II.11



Spitzenlast: 0 bis 3 000, Mittellast: 3 000 bis 6 000, Grundlast: 6 000 bis 8 760 Nutzungsstunden/Jahr
 Variante x % heißt: RES-E-Anteil am Bruttostromverbrauch ist x % (Jahr 2020)
 Quelle: Consentec/r2b 2010a, S. 51

III. Stromnetze

1. Erweiterung der Netzkapazität

Die Stromnetze spielen eine Schlüsselrolle bei der Integration eines dynamisch ansteigenden Anteils erneuerbarer Energien. Bereits heute treten in bestimmten Regionen Deutschlands regelmäßig Engpässe in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen auf. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten sind unzureichend, um die auftretenden Lastflüsse von der Erzeugung zu den Verbrauchszentren zu bewältigen. Da der weitere Zubau von RES-E-Kapazitäten häufig weit von Lastschwerpunkten entfernt erfolgen wird, werden sich derartige Einschränkungen ohne geeignete Ausbaumaßnahmen in Zukunft verstärken. Besonders deutlich wird dies bei der geplanten Nutzung der Offshorewindenergie.

Aber auch für die Bestrebungen hin zu einer verbesserten europäischen Integration der Stromsysteme – sowohl technisch als auch ökonomisch – sind gut ausgebaute Netze, insbesondere ausreichend dimensionierte Kuppelstellen an den Ländergrenzen, eine wesentliche Grundvoraussetzung.

Die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze kann gesteigert werden durch Optimierung des Netzbetriebs (Kap. III.1.1), Netzverstärkungsmaßnahmen (Kap. III.1.2) sowie Netzausbau (Kap. III.1.3), wobei die Investitionsintensität der Maßnahmen in der genannten Reihenfolge zunimmt. Die folgenden Kapitel stützen sich maßgeblich auf das Gutachten von Ecofys (2009).

1.1 Optimierung des Netzbetriebs

Eine vieldiskutierte Möglichkeit, den Netzbetrieb zu optimieren, ist das sogenannte Leiterseilmonitoring. Freilei-

tungen erwärmen sich im Betrieb umso mehr, je stärker der Strom ist, den sie führen. Wenn die Leiterseiltemperatur ansteigt, führt die thermische Ausdehnung dazu, dass sie weiter durchhängen. Dieser Durchhang begrenzt die Strombelastbarkeit von Freileitungen. Der Betrieb der Leiterseile richtet sich nach der einschlägigen Norm (DIN EN 50182), in der sehr ungünstige Wetterbedingungen angenommen werden (hohe Lufttemperatur [35 °C], geringe Windgeschwindigkeit [0,6 m/s], starke Sonneneinstrahlung [900 W/m²]).

Hohe Windleistungen treten in der Regel bei günstigeren Wetterverhältnissen auf, d. h., die tatsächliche Strombelastbarkeit ist größer als nach DIN zu erwarten wäre. Durch das Leiterseilmonitoring kann die Strombelastbarkeit in Echtzeit bestimmt werden (z. B. durch Messung der Leiterseiltemperatur, der Wetterbedingungen oder der mechanischen Spannung in den Leiterseilen). Eine Steigerung im Bereich von 40 Prozent bis zu 200 Prozent ist bei guten Windbedingungen möglich (Lange/Focken 2008, S. 6 f.; Schmale 2012). Allerdings müsste das entsprechende Regelwerk angepasst werden, bevor ein operativer Einsatz des Leiterseilmonitorings in Deutschland zulässig wäre.

1.2 Maßnahmen zur Netzverstärkung

Netzverstärkungsmaßnahmen sind Investitionen in neue Infrastruktur innerhalb des bestehenden Netzes. Darunter fallen insbesondere die Umrüstung bestehender Leitungstrassen, z. B. deren Neubeseilung mit sogenannten Hochtemperaturleiterseilen, sowie die Ertüchtigung für eine höhere Betriebsspannung. Darüber hinaus kommt der Einsatz moderner Leistungselektronik zur Steuerung von Lastflüssen als Netzverstärkungsmaßnahme infrage.

Da durch die Nutzung bestehender Trassen die aufwendigen und langwierigen Genehmigungsverfahren für neue Trassen u. U. vermieden werden könnten, ist mit Netzverstärkungsmaßnahmen eine wirkungsvolle Beschleunigung des Kapazitätsausbaus der Netze möglich.

1.2.1 Hochtemperaturleiterseile

Konventionelle Leiterseile können bis zu einer Temperatur von etwa 80 °C betrieben werden, bevor der spezifizierte maximale Durchhang erreicht wird. Durch Neubeiseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sind deutlich höhere Betriebstemperaturen möglich. Erreicht wird dies durch den Einsatz von Materialien mit geringerer Wärmeausdehnung und hoher Temperaturfestigkeit. Beispielsweise können Leiterseile aus hochtemperaturfestem Aluminium (TAL) bei bis zu 150 °C betrieben werden. Dadurch kann die Kapazität von Freileitungen um bis zu 50 Prozent gesteigert werden. Allerdings hängen TAL-Seile im erwärmten Zustand so weit durch, dass ggf. höhere Masten erforderlich werden, was den Aufwand und die Kosten ansteigen lässt und u. U. erst nach Durchlaufen zusätzlicher Genehmigungsverfahren umgesetzt werden kann. Neuere Materialien – Aluminiumleiter mit einem Kern aus Kohlefaser (ACCC) oder Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff (ACCR) – weisen diesen Nachteil nicht auf, sind aber teurer und in Deutschland liegen hiermit noch kaum Betriebserfahrungen vor.

Die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen erscheint vor allem dann vorteilhaft, wenn Leitungen für die Übertragung von kurzzeitig auftretenden Spitzenleistungen durch hohe installierte Windenergieleistungen dimensioniert werden müssen (Ensslin et al. 2008, S. 10). Bei dauerhaft starker Auslastung steigen deren Übertragungsverluste an, was die Wirtschaftlichkeit dieser Lösung beeinträchtigt.

1.2.2 Erhöhung der Übertragungsspannung

Wird eine Trasse auf eine höhere Übertragungsspannung aufgerüstet, steigt die übertragbare Leistung in etwa proportional mit der Spannungserhöhung. Eine Aufrüstung unter Verwendung der vorhandenen Masten ist zwar nur in Ausnahmefällen realisierbar. Solange jedoch Höhe und Breite der Trasse durch Modifikationen der Masten nicht wesentlich zunehmen, kann das – abhängig vom konkreten rechtlichen Rahmen – den Genehmigungsprozess vereinfachen. Mastentwürfe, die diese Möglichkeiten ausschöpfen, werden gegenwärtig durch verschiedene europäische Übertragungsnetzbetreiber erprobt oder eingeführt (z. B. Dänemark, Irland, Niederlande). Als positiver Nebeneffekt können dadurch auch elektromagnetische Felder entlang der Trasse vermindert werden.

1.2.3 Leistungselektronik zur Steuerung von Lastflüssen (FACTS)

FACTS („flexible alternating current transmission systems“) sind elektronische Systeme, die die Kontrolle über Leistungsflüsse in Wechselstromnetzen steigern. Der Einsatz von FACTS kann ein effizienter Ansatz sein, um

Übertragungsengpässe zumindest vorübergehend aufzuheben. FACTS-basierte Lösungen können vor allem dann gerechtfertigt sein, wenn kurze Reaktionszeiten erforderlich sind und häufige Leistungsänderungen auftreten. FACTS verbessern sowohl die statische Leistung (erhöhte Last, Management von Engpässen, Reduktion von Verlusten) als auch die dynamische Leistung (Erweiterung der Stabilitätsgrenzen, Dämpfung von Schwingungen) (Ensslin et al. 2008, S. 21 f.).

Die Technologie kann als ausgereift bezeichnet werden, doch obwohl es genügend Beispiele für die Leistungsfähigkeit von FACTS-Kontrollelementen in Netzwerken gibt (weltweit existieren mehrere hundert Anlagen), konnten sie sich bisher – vor allem aus Kostengründen – im Wettbewerb mit konventionellen Lösungen (z. B. Reihen Kondensatoren, Phasenschiebertransformatoren) noch nicht breit durchsetzen.

Dieselbe Technologie kann aber beispielsweise für die Anbindung von Multi-MW-Windturbinen oder großen Windparks an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz eingesetzt werden. Sowohl die technischen Richtlinien für den Netzanschluss (BDEW 2008, VDN 2004 u. 2007) zur Sicherung der Systemstabilität als auch die Förderung im Rahmen des Systemdienstleistungsbonus im EEG befördern den vermehrten Einsatz von FACTS.

Das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) hat kürzlich FACTS zu einer der „Top-11-Technologien des Jahrzehnts“ gewählt (u. a. gemeinsam mit Smartphones, Cloud Computing und LED-Beleuchtungssystemen) und zitiert eine Prognose, die ein Wachstum des FACTS-Weltmarkts von gegenwärtig 330 Mio. US-Dollar auf 775 Mio. US-Dollar im Jahr 2017 vorhersagt (Fairley 2011).

1.3 Netzausbau

In der Abgrenzung zur Netzverstärkung wird als Netzausbau die Installation neuer Leitungsinfrastruktur bezeichnet, entweder in Form von zusätzlichen Leitungssystemen auf bereits bestehenden Trassen oder aber als Bau von neuen Trassen. Konventionell werden neue Leitungen als Freileitungssysteme ausgeführt, alternativ werden zunehmend Erdkabel diskutiert. Für den Transport von großen Strommengen über weite Entfernungen (z. B. zur Anbindung von großen Offshorewindparks) kann statt der heute standardmäßig verwendeten Drehstromübertragung die Nutzung der HGÜ-Technik (Hochspannungsgleichstromübertragung) infrage kommen.

1.3.1 Erdkabel

Der Neubau von Freileitungen unterliegt aufwendigen Genehmigungsverfahren und stößt in der Regel auf geringe Akzeptanz und starken Widerstand der Bevölkerung vor Ort. Genehmigungsverfahren können daher zehn Jahre und mehr andauern (ICF Consulting 2003). Da die Vorbehalte gegen Erdkabel bei Anliegern meist deutlich geringer sind, könnte auf diese Weise der Netzausbau wesentlich beschleunigt werden.

Für einige spezifische Anwendungsfälle sind Erdkabel besonders gut geeignet (EU-Kommission 2003), u. a.

- in ökologisch sensiblen Gebieten,
- in dichtbesiedelten urbanen Räumen,
- zur Sicherstellung der Stromversorgung bei extremen Wetterbedingungen.⁵

Das im August 2011 in Kraft getretene Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (Netzausbaubeschleunigungsgesetz [NABEG] vom 28. Juli 2011 [BGBl. Teil I Nr. 43, S. 1699]) bestimmt, dass der Neubau von Hochspannungsleitungen mit einer Spannung von 110 kV oder weniger in der Regel als Erdkabel ausgeführt wird, sofern die Gesamtkosten nicht mehr als den Faktor 2,75 über denen einer vergleichbaren Freileitung liegen sowie Belange des Naturschutzes dem nicht entgegenstehen.

Im Höchstspannungsbereich (380 kV und mehr) müssen Erdkabel etwas differenzierter betrachtet werden. Das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen [Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG] vom 21. August 2009 [BGBl. Teil I Nr. 55 S. 2870]), das 24 vordringlich zu realisierende Netzerweiterungsmaßnahmen definiert, sieht vor, dass für vier dieser Maßnahmen als Pilotvorhaben eine (teilweise) Erdverkabelung angestrebt werden soll. In Niedersachsen gilt inzwischen unter bestimmten Voraussetzungen ein beschleunigtes Planfeststellungsverfahren für Erdkabel (Niedersächsischer Landtag 2007).

Die Standardtechnologie für Erdkabel im Höchstspannungsnetz sind VPE-Kabel (vernetztes Polyethylenkabel). Weltweit wird dieser Kabeltyp regelmäßig für Kabel bis zu 132 kV verwendet. Kabel für Spannungen bis 550 kV sind verfügbar (Brakelmann 2004). In der Höchstspannungsebene sind bisher nur wenige hundert Kilometer Erdkabel weltweit installiert worden (FGE/FGH/ISSET 2007, S. 119). Ihre Markteinführung wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich beschleunigen (Ecofys 2009, S. 30).

Im Vergleich mit Freileitungen muss bei Erdkabeln im 380-kV-Bereich mit erheblichen Mehrkosten gerechnet werden, deren genaue Höhe allerdings umstritten ist. Je nach getroffenen Annahmen werden für VPE-Erdkabel über ihre Nutzungszeit zwei- bis zehnmal so hohe Gesamtkosten ausgewiesen wie für Freileitungen (Brakelmann 2004, S. 93 ff.; Bundesregierung 2010c; Oswald 2005, S. 53 ff.). Kosten, die durch Verzögerungen im Genehmigungs- bzw. Bauprozess aufgrund mangelnder Akzeptanz bei Anliegern entstehen, werden allerdings bei diesen Vergleichsrechnungen meist außer Acht gelassen. Ein erster Versuch, die durch Verzögerungen der Projektrealisierung verursachten Mehrkosten zu quantifizieren, kommt zum Ergebnis, dass bereits ein Aufschub um ein

Jahr die Freileitungsvariante auf ein ähnliches Kostenniveau hebt wie eine (pünktlich realisierte) Teilerdverkabelung (IZES/BET/PowerEngs 2011, S. 78 ff.).

Eine reine Kostenbetrachtung greift jedoch für einen aussagekräftigen Vergleich zwischen Freileitung und Erdkabel zu kurz. Weitere Kriterien, die für einen solchen Vergleich einbezogen werden müssten, sind Auswirkungen auf Mensch und Umwelt in der Bau- und Betriebsphase, Versorgungssicherheit, Wartungsfreundlichkeit und andere (Arlt et al. 2011). Je nach spezifischen lokalen Gegebenheiten und der Gewichtung der einzelnen Kriterien kann hier die Gesamtbewertung zugunsten des einen oder des anderen Systems ausfallen.

Als spezielle Ausführung von erdverlegten Leitungen sind Kabel mit Gas als Isolationsmedium erwähnenswert. Mit diesen gasisolierten Leitern (GIL) können sehr hohe Leistungen übertragen werden. Damit erscheint diese Technik im Prinzip gut geeignet für die Anbindung großer Offshorekapazitäten. Allerdings ist das weltweit einzige bisher umgesetzte GIL-Projekt nur wenige Kilometer lang. Es existieren bis heute keinerlei Erfahrungen mit dem Einsatz von GIL in maritimen Umgebungen. Darüber hinaus sind GIL wesentlich teurer als herkömmliche VPE-Höchstspannungskabel. Es werden mindestens um den Faktor 2 höhere Gesamtkosten angegeben (Brakelmann/Erlich 2010, S. 34). Es ist daher nicht davon auszugehen, dass die GIL-Technik in absehbarer Zeit eine wesentliche Rolle für den Ausbau der Windenergie im Offshorebereich spielen wird (Ecofys 2009, S. 36).

1.3.2 Hochspannungsgleichstromübertragung

Neben der vielfältig eingesetzten und bewährten Drehstromübertragung wird zunehmend der Einsatz von Gleichstromtechnik (Hochspannungsgleichstromübertragung, HGÜ) diskutiert. Beim Transport großer Mengen elektrischer Leistung über weite Distanzen sind die Übertragungsverluste für HGÜ-Systeme geringer als für Wechselstromkreise. Außerdem ist bei HGÜ eine Steuerung der Lastflüsse möglich. Somit können sie einen Beitrag leisten, die Überlastung einzelner Komponenten zu vermeiden. Daneben kann die HGÜ-Technik eingesetzt werden, um nichtsynchro betriebene Drehstromnetze zu koppeln.

In Verbindung mit RES-E ist neben dem Anschluss von großen Offshorewindparks auch die Verbindung hin zu Verbrauchszentren über mehrere hundert Kilometer ein mögliches Anwendungsgebiet von HGÜ (Czisch 2005). Gleiches gilt für Importe von regenerativ erzeugtem Strom beispielsweise aus Nordafrika (DLR 2006).

Derzeit ist die Übertragung von Leistungen von 3 GW über mehrere hundert Kilometer Stand der Technik, erste Projekte mit bis zu 6 GW sind in der Planungsphase. Bei Trassenlängen ab 400 km kommen die Vorteile der HGÜ-Technik verstärkt zum Tragen (DENA 2010a, S. 14), bei Entfernungen über 700 km und Übertragungsleistungen ab 1 GW ist HGÜ in der Regel die ökonomisch günstigste Alternative (Ecofys 2009, S. 30).

⁵ Beschädigte Leitungsmasten, z. B. durch Sturm, Schnee und Eis, haben in der Vergangenheit häufig zu Stromausfällen geführt (TAB 2010)

2. Netzausbaubedarf und Kosten

Netze spielen eine Schlüsselrolle bei der Integration von erneuerbaren Energien in das Elektrizitätssystem. Unbestritten müssen die Netze ausgebaut werden, um dem erwarteten Anstieg der RES-E-Erzeugung gerecht zu werden. Von einigen Akteuren wird die Gefahr gesehen, dass die Netze sich zum Flaschenhals für den RES-E-Ausbau entwickeln könnten. Dies umso mehr, da es den Anschein hat, dass der Netzausbau mit der dynamischen Entwicklung beim Ausbau von RES-E-Kapazitäten derzeit nicht Schritt halten kann.

Daher ist eine Ermittlung des konkreten Netzausbaubedarfs von essenzieller Bedeutung für eine langfristige und kohärente Infrastrukturplanung. Hierzu müssen allerdings immer Annahmen getroffen werden – beispielsweise zum künftigen Stromverbrauch, der Erzeugungsstruktur und der geografischen Lage der Erzeugungseinheiten –, die erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben können und die teilweise schwer zu prognostizieren sind. Aktuelle Beispiele sind die Verzögerungen bei der Projektentwicklung und Finanzierung großer Offshorewindenergievorhaben sowie der extrem dynamische Zubau von Photovoltaikanlagen aufgrund des starken Preisverfalls bei Modulen. Für die Zukunft relevant sind u. a. die Marktdurchdringung bei Elektromobilen und deren Auswirkungen auf den Stromverbrauch.

Die Datenlage zu dieser Thematik ist bisher noch dürftig, da nur wenige Studien verfügbar sind, die den in Deutschland erforderlichen Netzausbau konsistent und umfassend abschätzen. Die vorliegenden Arbeiten betrachten zudem in der Regel nur einzelne Aspekte bzw. verwenden unterschiedliche Grundannahmen und sind daher nicht unmittelbar miteinander vergleichbar. Insbesondere für die Spannungsebenen unterhalb des Übertragungsnetzes sind kaum Arbeiten vorhanden.

Die Funktion der Netze, Nachfrage und Angebot von Elektrizität zum Ausgleich zu bringen, kann und wird in Zukunft verstärkt auch durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien erfüllt oder zumindest unterstützt werden. So können beispielsweise lastabhängige Preissignale an die Netznutzer gesendet werden, die dann mit ihrer Reaktion zur Vermeidung von Lastspitzen bzw. -tälern beitragen können. Dieser Trend wird mit dem Schlagwort „Smart Grid“ umrissen. In gewissem Umfang kann durch den Einbau von „Intelligenz“ in den Netzen auch deren Kapazität erhöht werden. Im Rahmen des vorliegenden Berichts wird auf das Thema „Smart Grid“ nicht intensiv eingegangen, da hierfür ein eigenes TAB-Projekt mit dem Titel „Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung“ derzeit in der Bearbeitung ist.

2.1 Deutschland

Übertragungsnetz

Für den kurzfristigen Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz (2011 bis 2015) lassen sich die gestellten Investitionsbudgetanträge der Übertragungsnetzbetreiber heranziehen. Auf der Basis der bis zum 30. Juni 2010 gestellten Anträge erwartet die Bundesregierung Investitio-

nen in die Übertragungsnetze in Höhe von rund 12 Mrd. Euro (davon ca. 7 Mrd. genehmigt). Hiervon beziehen sich rund 9 Mrd. Euro auf die Anbindung von Offshorewindparks. Diese Investitionen würden spezifisch zu einer Erhöhung der Netzentgelte bei Haushaltskunden um ca. 8 Prozent und bei Industriekunden um ca. 19 Prozent führen (Bundesregierung 2011c, S. 6).

Die umfassendste Untersuchung für eine mittelfristige Vorausschau zum Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes (380-kV-Höchstspannungsebene) ist die sogenannte Netzstudie II der DENA (DENA 2010a). Ausgehend von einer Prognose für die installierte Kapazität von RES-E-Anlagen im Jahr 2020, wie in Tabelle III.1 aufgeführt, wurde der zeitliche Verlauf der RES-E-Einspeisung im 15-Minuten-Raster simuliert. In einer modellgestützten Analyse wurden der konventionelle Kraftwerkspark und dessen Einsatz ermittelt. Darauf aufbauend wurde die zu erwartende Netzbelastung analysiert und daraus der Ausbaubedarf (in km Trassenlänge) abgeleitet.

Tabelle III.1

Prognose der installierten Kapazität von RES-E-Anlagen im Jahr 2020 in der DENA-Netzstudie II

RES-E-Anlagen	installierte Kapazität (MW) Bezugsjahr 2020
Windenergie onshore	37.000
Windenergie offshore	14.000
Biomasse	6.200
Photovoltaik	17.900
Geothermie	280

Quelle: DENA 2010a, S. 7

Für die betrachteten Ausbauvarianten

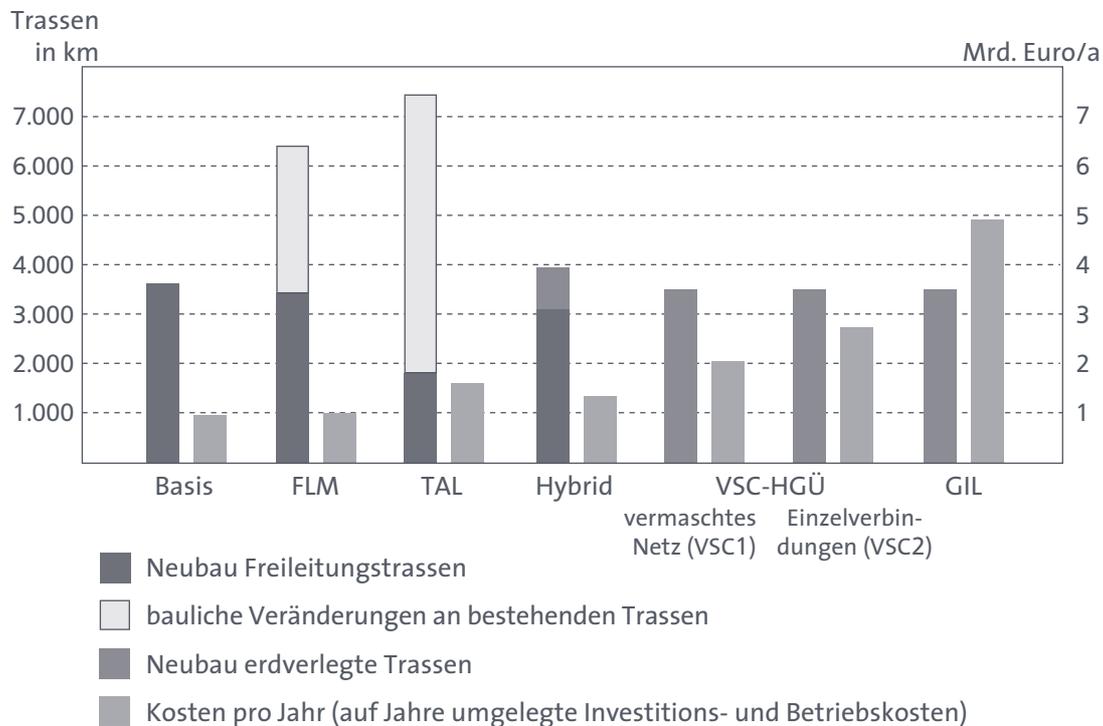
- Basis: Freileitungen mit „Standardübertragungsfähigkeit“
- FLM: Nutzung von Freileitungsmonitoring (Leitungsseilmonitoring)
- TAL: Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

ergaben sich die in Abbildung III.1 gezeigten Ergebnisse. Dort sind auch Resultate für eine Reihe von Sensitivitätsvarianten gezeigt:

- VSC-HGÜ: Aufbau eines Gleichspannungsoverlaynetzes in den zwei Ausführungen „vermascht“ (VSC1) sowie „Punkt-zu-Punkt“ (VSC2)
- GIL: Bau von gasisolierten Leitungen sowie
- Hybrid: Bau einer Fernübertragungsstrecke von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (824 km, Leistung 4.400 MW), der übrige Ausbau konventionell.

Abbildung III.1

DENA-Netzstudie II: Netzausbauvarianten und Kosten



FLM: Freileitungsmonitoring, TAL: Hochtemperaturseile, HGÜ: Hochspannungsgleichstromübertragung, VSC: „voltage source converter“, d. h. integrierte Spannungsumrichter (AC-DC), GIL: gasisolierte Leiter
Quelle: DENA 2010a, S. 16

In der Basisvariante wurde ein Neubaubedarf von 3 600 km Trassen errechnet, einschließlich 1 550 km Seekabel zur Anbindung von Offshorewindparks.⁶ Dabei wurde der in der Vorläuferstudie („Netzstudie I“, DENA 2005) ermittelte Ausbaubedarf von 850 km als realisiert zugrunde gelegt, faktisch waren davon zum Zeitpunkt der Fertigstellung der „Netzstudie II“ jedoch lediglich rund 90 km realisiert. Die Gesamtkosten (angegeben als Annuitäten, d. h. auf Jahre umgelegte Investitions- und Betriebskosten) betragen in dieser Variante 946 Mio. Euro und würden zu einem Anstieg der Netznutzungsentgelte⁷ für Haushaltskunden von 0,058 Euro/kWh auf 0,06 Euro/kWh führen.

Der Einsatz von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseilen reduziert zwar den Neubaubedarf in gewissem Umfang – um 100 km (FLM) bzw. 1 900 km (TAL) – allerdings müssen bestehende Trassen in erheblichem Maße ertüchtigt werden: Bei FLM wären 3 100 km, bei

TAL 5 700 km zu modifizieren. Entsprechend steigen die Gesamtkosten auf 985 Mio. Euro (FLM) bzw. 1,617 Mrd. Euro (TAL).

Die Herangehensweise und die Ergebnisse der DENA-Netzstudie II sind jedoch nicht unumstritten. Kritik gibt es vor allem an einigen der getroffenen Annahmen, aber auch Fragen grundsätzlicher Natur werden gestellt.

- Die Annahmen zum RES-E-Ausbau und zum Kraftwerkspark sind teilweise überholt, u. a. ist die Prognose für den Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2020 mit 17 900 MW viel zu niedrig angesetzt. Bereits im Juni 2011 waren ca. 18 000 MW Photovoltaikanlagen installiert (Bundesnetzagentur 2011), die Leitstudie 2011 geht für 2020 von einer installierten Photovoltaikleistung von 53 300 MW aus (Szenario 2010 A, Nitsch et al. 2012b, S. 19).
- Es wurde kein Kraftwerksredispatch (Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen beim Auftreten von Netzengpässen) und Einspeisemanagement angenommen. So wird beispielsweise die Annahme, dass das Netz 90 Prozent der gesamten installierten Windleistung aufnehmen können soll, als unrealistisch kritisiert. Diese Einspeisesituation kommt nur wenige Stunden im Jahr vor. Als Grundlage für den Netzausbau würde sie zu einem völlig überdimensionierten Netz führen, was der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumut-

⁶ Angenommen wurde dabei, dass im Regelfall zwei Stromkreise auf jeder Trasse verlaufen. Damit beträgt der Ausbaubedarf, wenn man ihn in Stromkreis Kilometern angibt, grob das Doppelte (hier 6 600 km) (DENA 2010a, S. 295).

⁷ Netznutzungsentgelte machen zurzeit etwa ein Viertel des Strompreises für Haushaltskunden aus ([www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_2010_1004_PM_Netzentgelte_und_EEG-Umlage_setzen_Strompreisenweiter_zu/\\$file/20101004_Haushaltsstrompreis.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_2010_1004_PM_Netzentgelte_und_EEG-Umlage_setzen_Strompreisenweiter_zu/$file/20101004_Haushaltsstrompreis.pdf)).

barkeit des Netzausbaus widersprechen würde. Wesentlich wirtschaftlicher sei die Abregelung von Windspitzen im Rahmen eines Einspeisemanagements (Jarass 2010 u. 2011).

- Die ungünstige Bewertung von Hochtemperaturseilen sei darauf zurückzuführen, dass nur hochtemperaturfestes Aluminium, aber nicht die neuste Technologie (Verbundwerkstoffe auf Kohlefaser- oder Keramikbasis, „aluminum conductor composite core“ [ACCC] bzw. „Aluminum-conductor, composite reinforced“ [ACCR]) analysiert wurde. Da hier keine Masterhöhungen erforderlich seien, relativierten sich die Kosten bei einer Umrüstung beträchtlich (Zimmermann 2010, S. 37).
- Eine grundsätzliche Kritik bezieht sich auf den gewählten Zeithorizont 2020. Dieser sei zu kurz, um für den notwendigen grundlegenden Umbau des Stromversorgungssystems, z. B. die weitgehende Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors durch RES-E, handlungsleitend zu sein (Hirschhausen et al. 2010, S. 13).
- Ein Kritikpunkt, der über die Entstehung der Netzstudie II hinausweist und letztlich den Prozess der Infrastrukturplanung im Elektrizitätsnetz insgesamt betrifft, ist die von einigen Akteuren wahrgenommene mangelnde Transparenz des Verfahrens. So sind z. B. Daten über die tatsächliche Auslastung von Trassen nicht öffentlich verfügbar. Nur die Netzbetreiber verfügen über exakte Netzmodelle, die zur Generierung dieser Daten notwendig sind. Der ermittelte Ausbaubedarf ist somit für Außenstehende nicht überprüfbar (Hohmeyer zitiert in Zimmermann 2010, S. 30).

Eine weitere aktuelle Analyse des Ausbaubedarfs der Höchstspannungsnetze bis 2020 (Consentec/r2b 2010a) kommt zum Ergebnis, dass bis zu einem RES-E-Anteil von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch der Ausbau gemäß DENA-Netzstudie I (d. h. 850 km neue Trassen) (DENA 2005) und EnLAG ausreicht.⁸ Als Kosten hierfür werden ca. 165 Mio. Euro angegeben (annuitätische Mehrkosten in 2020 im Vergleich zu 2010 [in konstanten Euro des Jahres 2009]). Ab einem RES-E-Anteil von etwa 40 Prozent müssen zusätzlich 500 Stromkreiskilometer mit Mehrkosten von ca. 30 bis 35 Mio. Euro neu errichtet werden (Consentec/r2b 2010a, S. 87 ff.). Bemerkenswert ist, dass bei einer weiteren Steigerung der RES-E-Einspeisung auf bis zu 50 Prozent der maximale innerdeutsche Stromaustausch nicht mehr wesentlich ansteigt, weil der verstärkte Photovoltaikausbau in Süddeutschland die Wirkung der ebenfalls weiter steigenden Windenergieeinspeisung abmildert. Das Übertragungsnetz wird hierdurch entlastet, allerdings werden die Verteilungsnetze umso stärker belastet (Consentec/r2b 2010a, S. 90).

In einer weiteren Studie mit einem Betrachtungshorizont 2030 wurden in einigen Regionen strukturelle Netzengpässe identifiziert (Abbildung III.2). Der Netzausbaubedarf wird hier mit wenigstens 4 500 Stromkreiskilome-

⁸ Die als realisiert angenommenen Ausbauprojekte sind in Consentec/r2b 2010a, S. 210 aufgelistet.

tern angegeben (Consentec/EWI/IAEW 2010, S. 61 ff.) (Szenario „Kernenergieausstieg, RES-E-Ausbau gemäß Leitszenario 2009 [Nitsch/Wenzel 2009]).

Aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Methodik sind die Ergebnisse der drei Untersuchungen nicht direkt vergleichbar. Unter anderem wird in Consentec/r2b (2010a) der Ausbau der Offshorewindenergie niedriger und der der Photovoltaik erheblich höher angenommen als bei der DENA-Netzstudie II, was beides zu geringeren Lastflüssen in Nord-Süd-Richtung und damit zu einem geringeren Netzausbaubedarf führt (weitere Argumente finden sich in Consentec/r2b 2011).

Der 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Netzbetreiber weist 77 Trassen innerhalb Deutschlands und Verbindungen zu den Nachbarländern aus, die bis 2025 in Betrieb gehen sollen. Zur Länge der Strecken und zu den Kosten werden aber keine näheren Angaben gemacht (ENTSO-E 2010, S. 185 ff.).⁹

Zurzeit entwickelt die Bundesnetzagentur einen Entwurf für einen verbindlichen Bedarfsplan zum Ausbau der Höchstspannungsnetze, der im Herbst 2012 vorgelegt werden soll.

Verteilnetze

Netzausbaumaßnahmen in Verteilnetzen (Spannungsebene 110 kV und darunter) werden insbesondere durch einen geografisch stark verteilten Anschluss kleiner dezentraler Anlagen notwendig. Verteilnetze weisen eine vielfältigere Struktur als Übertragungsnetze auf, gleichzeitig sind die verfügbaren technischen Optionen für die RES-E-Integration zahlreicher, beispielsweise im Bereich der optimierten Betriebsführung (Ecofys 2009, S. 42).

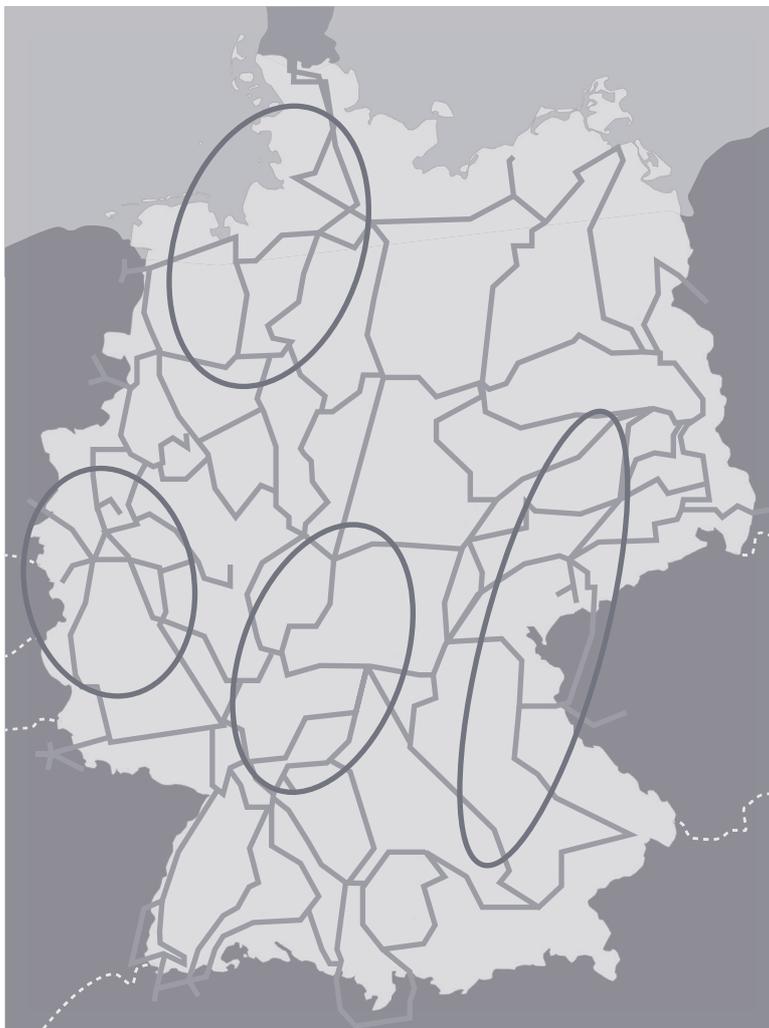
Die vorliegenden Erkenntnisse zum Ausbaubedarf der Verteilnetze sind bislang noch spärlich. Für die Bundesrepublik als Ganzes existiert zurzeit nur eine einzige Studie, die zum Ziel hatte, den durch Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen bedingten Ausbaubedarf bis zum Jahr 2020 (bezogen auf das Referenzjahr 2009) abzuschätzen sowie den hierfür notwendigen Investitionsbedarf zu quantifizieren (E-Bridge Consulting/IAEW/BET 2011).¹⁰ Hierbei wurde der Netzausbaubedarf für zwei RES-E-Ausbauszenarien miteinander verglichen (Tabelle III.2): das Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos/EWI/GWS 2010) sowie das BMU-Leitszenario 2010 (Nitsch et al. 2010).

⁹ Im derzeit zirkulierten Entwurf für den neuen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan werden 30,1 Mrd. Euro für Projekte mit paneuropäischer Bedeutung in Deutschland angegeben (ENTSO-E 2012, S. 61).

¹⁰ Die DENA hat eine Studie begonnen, um den Ausbau- und Innovationsbedarf für die Verteilnetze bis 2030 zu ermitteln. Dafür werden die realen Netz-, Erzeugungs- und Laststrukturdaten am Beispiel von sechs unterschiedlichen Regionen analysiert und die Ergebnisse auf ganz Deutschland übertragen. Im Mittelpunkt stehen unter anderem die Integration dezentraler Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie geeignete Maßnahmen zur Flexibilisierung der Netze und zur Vermeidung von Netzengpässen. Die Ergebnisse sollen bis Ende 2012 vorliegen.

Abbildung III.2

Regionen mit strukturellen Netzengpässen im Betrachtungshorizont bis 2030



Quelle: Consentec/EWI/IAEW 2010, S. 63

Tabelle III.2

RES-E-Ausbau 2020 zur Identifizierung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen

	Energieszenarien der Bundesregierung	BMU-Leitszenario 2010
Photovoltaik	33,3 GW	51,8 GW
Wind (onshore)	33,3 GW	35,8 GW
Anteil RES-E an der Bruttostromerzeugung	33,7 %	40 %

Quelle: E-Bridge Consulting/IAEW/BET 2011, S. 11, Nitsch et al. 2010, nach Prognos/EWI/GWS 2010

Es wurden fünf „Modellnetzregionen“ definiert (Küste, Nord-Ost, Mitte, Süd und städtisch), für die der Ausbaubedarf exemplarisch ermittelt und dann auf die Bundesrepublik hochgerechnet wurde. Die Untersuchung konzentriert sich auf Wind und Photovoltaik, andere RES-E-Technologien werden nicht einbezogen (z. B. Biomasseanlagen). Die Methodik folgt einem konventionellen Ansatz, bei dem weder Optimierungsmöglichkeiten (wie z. B. Last- und Einspeisemanagement) noch neuere Trends (Elektromobilität, „smart meter“) berücksichtigt wurden.

Der größte Teil des Ausbauvolumens findet auf der Mittel- und Niederspannungsebene statt (Tabelle III.3). Das ermittelte Investitionsvolumen für den im Energiekonzept definierten RES-E-Ausbaupfad (ca. 33 GW Wind und 33 GW Photovoltaik) ist mit 10 bis 13 Mrd. Euro nur etwa halb so groß, wie wenn man einen darüber hinausgehenden Zubau von ca. 2,5 GW Wind und ca. 20 GW Photovoltaik (gemäß BMU-Leitszenario) unterstellt (Tabelle III.4).

Tabelle III.3

Ausbaubedarf durch den Zubau erneuerbarer Energien in den verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes

Netzebene	Ausbaubedarf durch Zubau erneuerbarer Energien	
	Energiekonzept 2020	BMU-Leitszenario 2020
HS	350 km	650 km
HS/MS	7.000 MVA	30.000 MVA
MS	55.000 km	140.000 km
MS/NS	19.000 MVA	33.000 MVA
NS	140.000 km	240.000 km

HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung; HS/MS: Transformator Hoch-/Mittelspannung; MS/NS: Transformator Mittel-/Niederspannung; MVA: Megavoltampere

Ausbaubedarf 2020 bezogen auf 2009

Quelle: E-Bridge Consulting/IAEW/BET 2011, S. 30

Tabelle III.4

Erforderliche Investitionen für den Ausbau des Verteilnetzes gemäß Tabelle III.3

Netzebene	Investitionsvolumen Ausbaubedarf Deutschland Verteilnetze durch Zubau Wind und Photovoltaik	
	Energiekonzept 2020	BMU-Leitszenario 2020
HS	70 Mio. Euro	130 Mio. Euro
HS/MS	340 Mio. Euro	1.500 Mio. Euro
MS	2.700 bis 4.400 Mio. Euro	7.000 bis 11.200 Mio. Euro
MS/NS	1.400 Mio. Euro	2.500 Mio. Euro
NS	5.500 bis 6.900 Mio. Euro	9.400 bis 11.800 Mio. Euro
total	10.000 bis 13.000 Mio. Euro	21.000 bis 27.000 Mio. Euro

HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung; HS/MS: Transformator Hoch-/Mittelspannung; MS/NS: Transformator Mittel-/Niederspannung; MVA: Megavoltampere

Ausbaubedarf 2020 bezogen auf 2009

Quelle: E-Bridge Consulting/IAEW/BET 2011, S. 37

Der Investitionsbedarf für den Anschluss von Wind- und Photovoltaikanlagen kann allerdings insbesondere in ländlichen Netzen die ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen reduzieren (E-Bridge Consulting/IAEW/BET 2011, S. 32). Dies verdeutlicht, dass eine eindeutige Zuschreibung von Investitionskosten nicht immer getroffen werden kann.

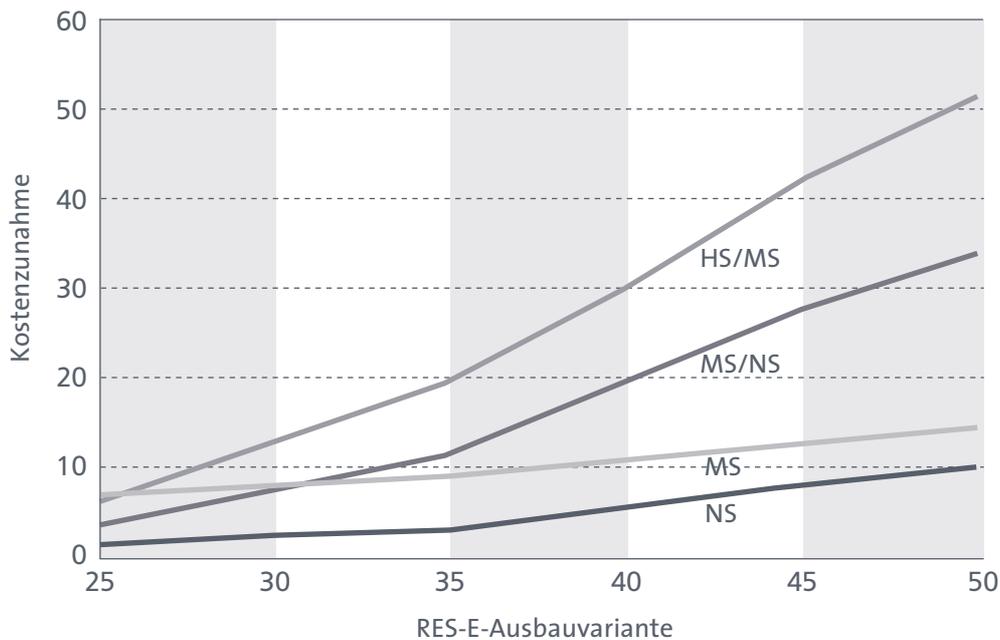
Zu vergleichbaren Ergebnissen führte eine Abschätzung, die Consentec/r2b (2010a) mit einer stark abstrahierten Methodik durchgeführt haben: Die zusätzlichen Netzkosten steigen bis zu einem RES-E-Anteil von etwa 35 Prozent vergleichsweise moderat an, während bei höheren

RES-E-Anteilen ein deutlich stärkerer Anstieg zu verzeichnen ist (Abbildung III.3). Dies sei darauf zurückzuführen, dass „bis zu einem EE-Anteil von ca. 35 Prozent ein Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen werden kann, ohne dass die betroffenen Verteilungsnetze verstärkt oder umstrukturiert werden müssten, während bei EE-Anteilen oberhalb von ca. 35 Prozent praktisch in jedem Fall ein Ausbau der Verteilungsnetze erforderlich ist“ (Consentec/r2b 2010a, S. 97).¹¹

¹¹ Nach Redaktionsschluss ist eine weitere Studie erschienen, die deutlich niedrigere Kostenschätzungen ausweist (Ecofys 2012).

Abbildung III.3

Mehrkosten in Verteilungsnetzen bei unterschiedlichen RES-E-Ausbauvarianten in Prozent



HS: Hochspannung, MS: Mittelspannung, NS: Niederspannung
 Ausbaubedarf 2020 bezogen auf 2010
 Quelle: Consentec/r2b (2010a), S. 97

2.2 Europäische Perspektive

Die Fokussierung in den vorangegangenen Teilkapiteln auf die Entwicklung von RES-E-Kapazitäten in Deutschland und die daraus folgenden Ausbauerfordernisse für die Netzinfrastruktur ist letztlich zur Diskussion einiger höchst relevanter Aspekte nicht ausreichend. So sind die Übertragungsnetze der einzelnen Länder untereinander (mehr oder weniger stark) verknüpft, und Änderungen in einem Teilnetz wirken sich auf das ganze System der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 europäischen Ländern) aus. Explizit oder implizit sind daher auch in den Szenarien für die Netzauslastung mit Fokus auf Deutschland immer Annahmen über die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in den Nachbarländern und zur Kapazität der Netzkupplungen enthalten.

Aus Sicht der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen ist eine europäische Perspektive vorteilhaft, denn ein weiträumiger Ausgleich verstetigt deren Stromproduktion und macht es damit einfacher, Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, auch im Hinblick auf eine zukünftige Vollversorgung mit RES-E (Brodersen/Nabe 2009, Czisch 2009, Pforte et al. 2008)

Die RES-E-Einbindung in die Netzinfrastruktur ist jedoch bei Weitem nicht die einzige Triebkraft für Netzausbaumaßnahmen. In ihrem „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) beziffert ENTSO-E den Bedarf an neuen bzw. instand zu setzenden Leitungen mit europäischer Bedeutung auf 42 100 km bis 2020 (davon 9 600 km meist unterseeische HGÜ-Kabel)¹². Dieser Bedarf wird ausgelöst sowohl von Erfordernissen der Versorgungssicherheit (26 000 km) als auch zur Vervollständigung des europäischen Binnenmarktes (28 500 km) sowie zur RES-E-Integration (20 000 km). Die Summe der drei Teile ist größer als die angegebene Gesamtzahl, da eine

Ausbaumaßnahme gleichzeitig mehreren Zielen dienen kann (Abbildung III.4). Das kurzfristig zu mobilisierende Investitionsvolumen wird auf 23 bis 28 Mrd. Euro im Zeitraum von 2010 bis 2014 geschätzt (ENTSO-E 2010, S. 15).

Dass der Netzausbau eine langfristige Aufgabe ist, verdeutlicht eine aktuelle Untersuchung mit einem Zeithorizont bis 2050 (EWI/Energynautics 2011). Die hohe Ausbaudynamik der europäischen Übertragungsnetze im Zeitraum von 2010 bis 2020 lässt zwar in der darauf folgenden Dekade etwas nach, nimmt aber nach 2030 wieder deutlich an Fahrt auf (Tabelle III.5). Allein auf Deutschland entfallen demnach bis 2050 etwa 6 000 km neuer Höchstspannungsleitungen (EWI/Energynautics 2011, S. 78)

Abbildung III.4



SoS: Security of Supply
 RES: Tackling Climate Change and Integration of Renewable Energy Sources
 IEM: Economic Efficiency and Realisation of the Internal Energy Market
 Quelle: ENTSO-E 2010, S. 15

¹² Im aktuellen Entwurf des TYNDP für 2012 werden bereits 51 500 km genannt, was die Dynamik in diesem Bereich unterstreicht (ENTSO-E 2012, S. 53).

Tabelle III.5

Langfristiger Übertragungsnetzausbau in Europa

Zeitraum	2010–2020	2020–2030	2030–2040	2040–2050
Übertragungskapazität (GW)	300	150	370	400
Länge (tkm)	53	28	67	80
Kosten (Mrd. Euro [2010])	43	27	52	92

Quelle: EWI/Energynautics 2011, S. 50, S. 89

Positionen der EU-Kommission zu Energieinfrastrukturprioritäten

Die EU-Kommission schlägt in ihrem Konzept „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach“ für ein integriertes europäisches Energienetz vor, sich auf vier vorrangige Korridore zu konzentrieren, um die Einbindung von RES-E-Quellen in Nord- und Südeuropa sowie die weitere Binnenmarktintegration bis 2020 zu gewährleisten:

„1. Offshorenetz in den nördlichen Meeren und Anbindung an Nord- bzw. Mitteleuropa – zur Integration und Verbindung der Energieerzeugungskapazitäten in den nördlichen Meeren mit den Verbrauchszentren in Nord- und Mitteleuropa und den Pumpspeicheranlagen in der Alpenregion und den nordischen Ländern.

2. Verbindungsleitungen in Südwesteuropa ... – insbesondere zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich, damit die nordafrikanischen erneuerbaren Energiequellen und die bestehende Infrastruktur zwischen Nordafrika und Europa bestmöglich genutzt werden können.

3. Verbindungen in Mittel- und Südosteuropa – Stärkung des regionalen Netzes in nordsüdlicher und ostwestlicher Lastflussrichtung, um die Marktintegration und die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen ...

4. Vollendung des BEMIP¹³ (Verbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum) – Integration der baltischen Staaten in den europäischen Markt durch Stärkung ihrer Binnennetze und Ausbau der Verbindungsleitungen mit Finnland, Schweden und Polen sowie durch Stärkung des innerpolnischen Netzes und der Verbindungsleitungen nach Osten und Westen.“ (EU-Kommission 2011a, S. 14)

In ihren „Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur“ hat die EU-Kommission Maßnahmen beschlossen, die die Umsetzung von Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse unterstützen sollen (EU-Kommission 2011b) u. a. durch

- eine Definition von Kriterien für Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Artikel 4);
- die Möglichkeit, bei Schwierigkeiten bei der Durchführung eines Vorhabens einen europäischen Koordinator zu benennen (Artikel 6);
- eine Begrenzung der Dauer von Genehmigungsverfahren auf max. drei Jahre (Artikel 11);
- eine Kostenaufteilung bei grenzüberschreitenden Investitionen durch eine gemeinsame Entscheidung der betroffenen nationalen Regulierungsbehörden (Artikel 13);
- die Möglichkeit, für Vorhaben von gemeinsamem Interesse finanzielle Unterstützung durch die EU zu gewähren (Artikel 35).

2.3 Transeuropäisches Supergrid

Perspektivisch werden immer größere Strommengen über immer größere Entfernungen transportiert werden müssen, um z. B. Strom aus den sonnenreichen Gebieten Südeuropas/Nordafrikas und den windreichen Gebieten Nordeuropas zu den Verbrauchszentren in Mitteleuropa zu befördern. Hierfür muss eine neue Infrastruktur aufgebaut werden, das sogenannte Supergrid. Vielfach werden daneben auch Bezeichnungen wie „Overlaygrid“ oder „Stromautobahnen“ verwendet. Gemeint ist immer ein Netz zur Stromübertragung, das sowohl hinsichtlich der übertragenen Strommenge als auch der Übertragungsdistanz wesentlich leistungsfähiger als die bestehenden Höchstspannungsnetze ist. Für die technische Umsetzung eignen sich Wechselstromkabel mit einer wesentlich höheren Spannung als den bisher üblichen 380 kV und in besonderem Maße die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Langfristig dient das Supergrid dazu, den vorwiegend an bzw. vor den Küsten der nördlichen Meere erzeugten

Windstrom und den im Mittelmeerraum erzeugten Solarstrom aufzunehmen und zu den Verbrauchszentren in der Mitte Europas sowie zu Speicheranlagen in den nordischen Ländern (v. a. Norwegen) und in der Alpenregion zu transportieren. Daneben kann ein transeuropäisches Supergrid auch wesentliche Beiträge zur Sicherheit der Versorgung mit Elektrizität und zur Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes leisten.

Offshorenetz

Der dringendste Handlungsbedarf wird derzeit durch die Notwendigkeit ausgelöst, geplante und bereits in der Realisierung befindliche Offshorewindparks an die Stromnetze anzubinden. Hier entsteht gewissermaßen die Keimzelle des europäischen Supergrids. Eine verlässliche Quantifizierung dieses Netzausbaubedarfs ist allerdings schwierig, da z. B. Verzögerungen bei der Projektentwicklung und Finanzierung großer Offshorewindenergievorhaben, wie sie in der Vergangenheit eingetreten sind (Consentec/r2b 2011, S. 18 f.), kaum sicher zu prognostizieren sind.

Für den Ausbau der Offshorewindkraft in Deutschland werden in der DENA-Netzstudie II 14 GW im Jahr 2020 angenommen. Zu deren Netzanbindung sind 1 550 km Seekabel erforderlich, für die jährliche Kosten (annuitä-

¹³ „Baltic Energy Market Interconnection Plan“ wird getragen von den Ländern Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Lettland, Litauen, Polen, Schweden und der Europäischen Kommission (BEMIP 2009).

tisch) in Höhe von 340 Mio. Euro anfallen (DENA 2010a, S. 7 ff.). Eine geringere Ausbaugeschwindigkeit nehmen Consentec/r2b (2011, S. 14) an: 10 GW Wind offshore (bis 2020 in der 30 Prozent-RES-E-Ausbaulariate). Die annuitätischen Kosten für deren Netzanbindung steigen von 11 Mio. Euro (2009) im Jahre 2010 auf 192,2 Mio. Euro (2009) im Jahr 2015 auf 474,7 Mio. Euro (2009) im Jahr 2020 (Consentec/r2b 2011, S. 108). Als grobe Orientierung für den Investitionsbedarf für die Netzanbindung gibt Ecofys (2009, S. 41) ein Kostenfenster von 0,5 bis 1 Mrd. Euro je installiertem GW an. Für die konkreten kurzfristigen Pläne in den Jahren 2011 bis 2015 geht die Bundesregierung von einem Investitionsbedarf zur Anbindung von Offshorewindparks von rund 9 Mrd. Euro aus (Bundesregierung 2011c, S. 6).

Auch für den europäischen Raum gibt es verschiedene Schätzungen, die sich zum Teil erheblich voneinander unterscheiden: Der europäische Windenergieverband EWEA nimmt an, dass bis zum Jahr 2030 150-GW-Offshorewindkapazität installiert sein werden. Unter dieser Annahme wird der Investitionsbedarf für ein europäisches Offshorenetz auf etwa 20 bis 30 Mrd. Euro geschätzt (EWEA 2010, S. 18).

Das EU-Projekt „Offshore Grid“ kommt hingegen zu wesentlich höheren Kostenschätzungen (bei derselben

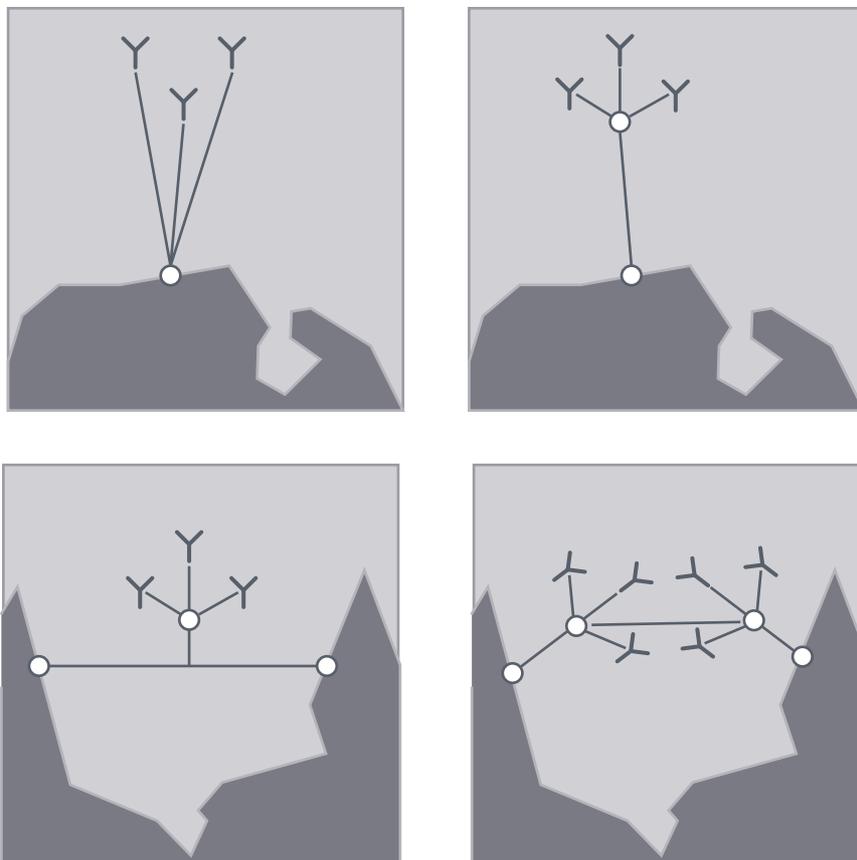
Grundannahme von 150-GW-Offshorewindkapazität in 2030): Allein zur Anbindung von 126-GW-Offshorewindfarmen in den nördlichen Meeren¹⁴ ist eine Stromkreislänge von etwa 30 000 km (10 000 km Wechselstrom [AC] und 20 000 km Gleichstrom [DC]) erforderlich. Hierfür wurde ein Investitionsbedarf von 69 bis 83 Mrd. Euro ermittelt (De Decker/Kreutzkamp et al. 2011, S. 8 ff.). Der bestimmende Faktor für die angegebene Kostenspanne von 14 Mrd. Euro ist die zugrundegelegte Netztopologie (Abbildung III.5): Am teuersten wäre es, die Windfarmen – wie bisher üblich – sämtlich mittels Punkt-zu-Punkt-Verbindungen individuell an die jeweiligen Netze anzuschließen.

Ein Grund hierfür ist unmittelbar einleuchtend: Eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung zu einer Offshorewindfarm wäre auf den maximal erwarteten Output der Windgeneratoren ausgelegt (deren Nennleistung), würde aber nur zu einem Bruchteil der Zeit ausgelastet – bei einem Kapazitätsfaktor von 40 bis 45 Prozent lägen also im Jahresmittel 55 bis 60 Prozent der installierten Übertragungskapazität brach. Wenn der Wind nicht oder nur schwach weht, stünde die dann freie Übertragungskapazität aber

¹⁴ Vor allem Nordsee, Ostsee, Ärmelkanal und Irische See.

Abbildung III.5

Möglichkeiten zur Netzanbindung von Offshorewindparks



v.l.n.r. Punkt-zu-Punkt, Hub, Tee-in, Hub-zu-Hub
Quelle: De Decker/Kreutzkamp et al. 2011, S. 35 u. 43

nicht für andere Zwecke (z. B. internationalen Stromaus-tausch) zur Verfügung.

Die Implementation stärker vernetzter Lösungen (z. B. über Sammelpunkte, sogenannte „Hubs“) verspricht daher wesentliche Kosteneinsparungen und zusätzlich eine erhöhte Systemsicherheit und insgesamt geringere Umwelteingriffe. Allerdings sind diese Lösungen sowohl planerisch als auch regulatorisch sowie politisch wesentlich anspruchsvoller in der Umsetzung.

2.3.1 Umsetzungshemmnisse, Handlungs-möglichkeiten

Der vollständige Aufbau eines transeuropäischen Overlaygrids wird sicherlich nicht in der nächsten Dekade erfolgen. Der Bedarf hierfür ist eher langfristiger Natur, und ein belastbarer Zeit- und Entwicklungsrahmen lässt sich derzeit nicht konkret angeben. Dennoch ist es sinnvoll, schon jetzt Umsetzungshemmnisse zu identifizieren und Handlungsmöglichkeiten auszuloten, um günstige Rahmenbedingungen zu schaffen, denn der planerische und genehmigungsseitige Vorlauf für den Aufbau einer Infrastruktur in dieser Größenordnung kann leicht ein Jahrzehnt und mehr in Anspruch nehmen.

Sowohl auf politischer als auch auf rechtlicher und regulatorischer sowie finanzieller Ebene bestehen derzeit substanzielle Hemmnisse bei der Umsetzung von grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten:

Es ist beispielsweise noch völlig unklar, wer die erforderlichen finanziellen Vorleistungen erbringen soll und wie der erzielte Nutzen, die Kosten sowie die Risiken (beispielsweise Haftungsfragen bei Netzstörungen) transparent und nachvollziehbar bewertet und zwischen Ländern, Netzbetreibern, Verbrauchern und Steuerzahlern aufgeteilt werden können. Eine erhebliche Unsicherheit besteht z. B. darin, dass die Planung und der Aufbau des Offshorenetzes dem Ausbau der Offshorewindkraftkapazität zeitlich vorausziehen müssten. Wenn der Windkraftausbau dann nicht im erwarteten Umfang realisiert würde, wären u. U. Milliardeninvestitionen abzuschreiben, mit erheblichen Kostenauswirkungen auf die Projektträger bzw. letztlich die Energieverbraucher.

Ein Geschäftsmodell könnte sein, dass sich eine Verbindungsleitung zwischen Ländern mit unterschiedlichen Strompreinsniveaus aus den Gewinnen beim Stromhandel zwischen diesen Ländern refinanziert. Mittelbar würden diese Handelsaktivitäten aber zur Angleichung der Strompreise beitragen, was einerseits die Grundlage des Geschäftsmodells infrage stellen würde, andererseits bestünde in dem betreffenden Land mit dem niedrigeren Preisniveau wenig Interesse an einer solchen Entwicklung.¹⁵

Die unterschiedlichen Fördersysteme für RES-E in den Ländern Europas erschweren eine gemeinsame Netz-

¹⁵ Im Jahr 2003 stoppte beispielsweise die norwegische Regierung die Planungen einer Interkonnektorverbindung zu Großbritannien, da sie offenbar Nachteile für norwegische Stromverbraucher befürchtete (House of Commons 2011a, S. 36).

anbindung von Offshorewindparks solange unklar ist, welche Anteile des dort künftig erzeugten Stroms durch welche Fördermaßnahmen unterstützt werden. Hier besteht ein dringender Bedarf an internationaler Abstimmung (Brodersen/Nabe 2009, S. 67). Nicht nur die Fördersysteme, sondern auch die Marktregeln insgesamt müssten besser aufeinander abgestimmt und transparenter werden, damit die Märkte möglichst effizient funktionieren können¹⁶.

Die Vielzahl an beteiligten Stellen und die nationalen Besonderheiten können Genehmigungsverfahren für Vorhaben, die eine oder sogar mehrere Ländergrenzen passieren, stark erschweren und in die Länge ziehen. Hier besteht ein Bedarf an internationaler Kooperation der Behörden und der Festlegung klarer Zuständigkeiten.

Für eine kohärente Entwicklung des Netzes sind koordinierte Maßnahmen auf EU-Ebene unerlässlich. Unter anderem bereitet ENTSO-E einen modularen Entwicklungsplan vor, der voraussichtlich Mitte 2013 vorgelegt wird (EU-Kommission 2011a, S. 42). Für das Offshorenetz stellt auch die Nordsee-Grid-Initiative¹⁷ ein geeignetes Forum dar, um diese Herausforderungen anzugehen (De Decker/Kreutzkamp et al. 2011, S. 15). Darüber hinaus ist auch Raum für direkte bilaterale Verhandlungen mit Nachbarländern, beispielsweise um Methoden zu entwickeln, wie die Kosten von Interkonnektorverbindungen zwischen den Ländern bzw. den verschiedenen Akteuren angemessen aufgeteilt werden können.

Eine Handlungsmöglichkeit wäre es auch, eine europäische Regulierungsbehörde aufzubauen (beispielsweise durch eine Weiterentwicklung der Agency for the Cooperation of Energy Regulators [ACER]) und mit weitreichenden Regulierungskompetenzen auszustatten. Dadurch könnte eine Unabhängigkeit von nationalstaatlichen Interessen sowie eine strategische Ausrichtung des Regulierungsansatzes gewährleistet werden (Brodersen/Nabe 2009, S. 62 ff.). Allerdings wäre wegen der Kompetenzverlagerung von der nationalen auf die europäische Ebene gewiss mit Widerständen gegen eine solche Lösung zu rechnen.

Die Entwicklung einer gemeinsamen Vision, wie das Elektrizitätsnetz langfristig ausgestaltet werden sollte und welchen übergeordneten Zielen es dienen soll, wäre ebenfalls ein wichtiger Schritt. Hierbei stehen auch strategische Entscheidungen zur Disposition, z. B. welchem Leitbild die europäische Integration des Elektrizitätsbinnenmarktes folgen soll: dem einer „schwachen Kopplung“ der nationalen Märkte mit begrenzter physischer und ökonomischer Vernetzung oder dem einer „starken

¹⁶ Die EU-Kommission hat kürzlich in einem Non-Paper die Implementierung von gemeinsamen harmonisierten Marktregeln für Elektrizität und Gas bis zum Jahr 2014 ins Auge gefasst (EU-Kommission 2011c).

¹⁷ Offiziell „North Seas Countries‘ Offshore Grid Initiative“ ist eine Initiative der Staaten Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Niederlande und Schweden (NSCOGI 2010).

Kopplung“, in dem ein harmonisierter Satz von Marktregeln und politischen Vorgaben quer durch Europa gelten soll (House of Commons 2011b, Ev w47).

Zur Vision eines Zielnetzes 2050 werden bereits Konzepte entwickelt sowohl national durch die Bundesregierung (Bundesregierung 2010b, S. 3) als auch europaweit, u. a. durch die Arbeitsgruppe „2050 Electricity Highways“ des Netzwerks europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Eine frühzeitige breite Diskussion mit Stakeholdern und gesellschaftlichen Gruppen wäre anzuraten, nicht zuletzt über Fragen der öffentlichen Akzeptanz.

IV. Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen und es damit zur Aufnahme höherer RES-E-Anteile zu befähigen. Der Netzausbau kann, v. a. über Grenzen hinweg, dazu führen, dass insgesamt mehr Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Wenn beispielsweise an einem Ort viel Strom aus Windkraft erzeugt wird, und an einem anderen Ort gerade eine Flaute herrscht, kann dieser dahin transportiert werden, wo er benötigt wird.

Zudem kann auch der konventionelle sowie der regelbare erneuerbare Kraftwerkspark stärker zur Flexibilität des Systems beitragen, wenn Kraftwerke so konzipiert werden, dass sie sich schnell starten und abschalten lassen sowie ihre Produktionsmenge dynamisch und flexibel anpassen können. Technologien wie Gasturbinen, aber auch moderne Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) sind dazu grundsätzlich besser geeignet als zum Beispiel auf Grundlastbetrieb ausgelegte Braunkohlekraftwerke.¹⁸

Eine dritte Option ist die Nutzung und der Ausbau von Speichern. In Zeiten hoher Produktion und bei niedrigem Bedarf können diese geladen und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Nachfrage die aktuelle Produktion übersteigt, wieder entleert werden.

Die vierte Möglichkeit ist das Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagement. Wenn Strom produziert wird, der zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht gebraucht wird und auch nicht an einen anderen Ort transportiert werden kann, werden RES-E-Anlagen abgeschaltet („abgeregelt“). Damit wird Strom, der nahezu kostenlos und ohne nennens-

werte Umweltauswirkungen produziert wird, nicht verwendet, sondern verworfen.

Die fünfte Option ist die Nutzung des Nachfragemanagements. Dabei richten Stromverbraucher ihren Bedarf am Angebot aus. Beispielsweise können Kühlgeräte in Haushalten zeitweilig abgeschaltet werden, wenn gerade nicht ausreichend Strom produziert wird, oder das Laden von Elektrofahrzeugen kann zu einer Zeit stattfinden, wenn viel Strom zur Verfügung steht.

Die fünf Optionen können einander ergänzen, sich aber auch in gewissem Umfang substituieren. Volkswirtschaftlich gesehen wäre diejenige Kombination optimal, bei der die geringsten Kosten entstehen. Das kann auch bedeuten, dass teilweise Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt wird, wenn ein weiterer Netz- bzw. Speicherausbau oder die Aktivierung zusätzlicher Nachfragemanagementpotenziale mit höheren Kosten verbunden sind.

1. Speicher

Dass Speicher in einem Stromsystem, das sich zu einem beträchtlichen Anteil auf fluktuierende erneuerbare Energiequellen stützt, eine wesentliche Rolle spielen müssen, ist unmittelbar einleuchtend. An diesen Ausgangspunkt lässt sich eine Reihe von „einfachen“ Fragen anknüpfen, deren Beantwortung sich allerdings alles andere als einfach erweist: Welche Speichertypen werden für welche Einsatzbereiche benötigt? In welchem Umfang müssen sie wann zur Verfügung stehen? Welcher Forschungs- und Entwicklungsbedarf ist vorhanden? Wo werden neue Speicher stehen, und was kosten sie?

Zur ersten Differenzierung werden in Tabelle IV.1 Stromspeicher ausgehend vom benötigten Speicherzeitraum anhand ihrer Einsatzbereiche, der Dauer der Energiebereitstellung und der Speicherzyklen typisiert. Eine grafische Übersicht über verschiedene Speichertechnologien bietet Abbildung IV.1. Über die in der Abbildung dargestellten Parameter Leistung und gespeicherte Energiemenge hinaus muss zur Bewertung konkreter Einsatzmöglichkeiten noch eine Vielzahl weiterer Charakteristika berücksichtigt werden. Dazu gehören u. a. der energetische Wirkungsgrad, die Energiedichte (auf das Volumen bzw. auf die Masse bezogen), die kalendarische Lebensdauer und Zyklusfestigkeit, die Selbstentladung und nicht zuletzt die Investitions- und Betriebskosten für Energiewandler und Speichermedium.

Im Folgenden werden nur Speichertechnologien diskutiert, die Energiemengen in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung bereitstellen können bzw. bei denen das in absehbarer Zukunft möglich erscheint. Nicht thematisiert werden daher beispielsweise USV-Geräte (unterbrechungsfreie Stromversorgung), netzferne Insellösungen oder Speicher, die hohe Leistung bei nur geringer Energiemenge liefern können (Schwungmassenspeicher [SMES, „superconducting magnetic energy storage“]).

¹⁸ Auch Braunkohlekraftwerke können im Prinzip technisch auf Flexibilität hin ausgelegt werden und dann ähnlich schnell reagieren wie moderne GuD-Anlagen. Beispielsweise sollen geplante Kraftwerke der Baulinie „BoAplus“ bei einer Nennleistung von 1.100 MW Laständerungsgeschwindigkeiten von ± 30 MW/min (Vergleich: GuD Lingen [Baujahr 2009]) ± 32 MW/min bis zu einer Mindestlast von 350 MW fahren können (RWE 2012). Ihre Kostenstruktur (hohe Investitionskosten, geringe Brennstoffkosten) ist jedoch für einen flexiblen Betrieb ungünstig.

Tabelle IV.1

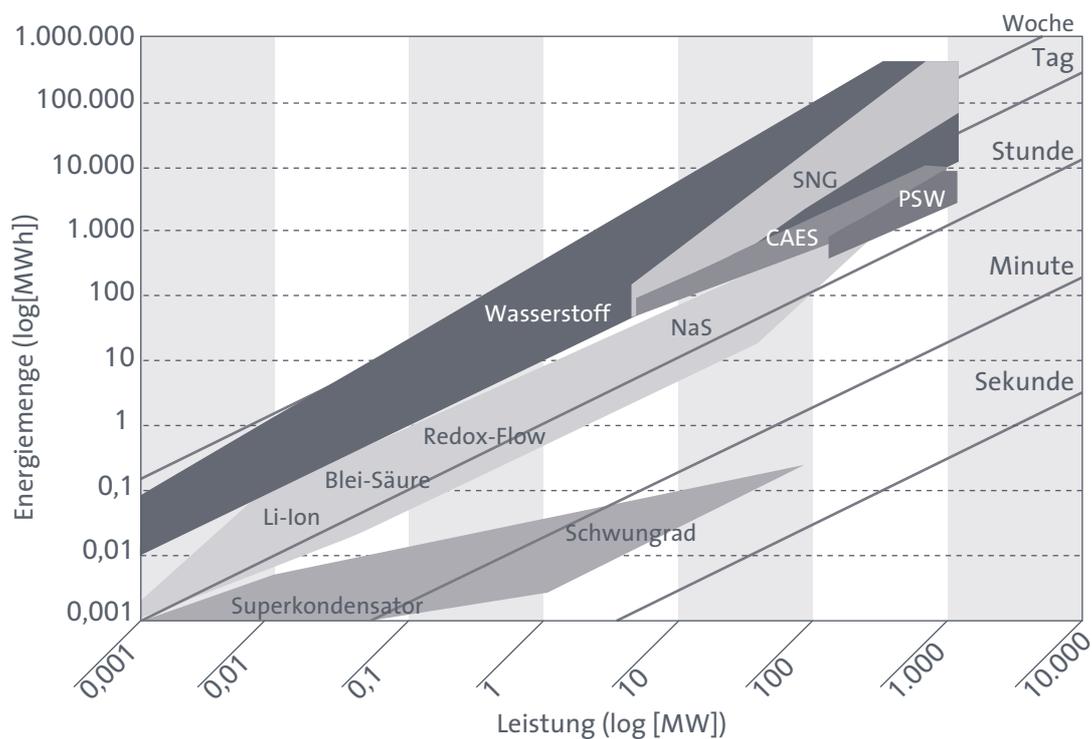
Typisierung von Stromspeichern

Speicherzeitraum	Minuten- bis Stundenspeicher	Minuten- bis Tagesspeicher	Langzeit-speicher
Einsatzbereiche	Systemdienstleistungen, Sekundärregelung, Minutenreserve, Blindleistung	Spitzenlastdeckung, Netz- bzw. Einspeisemanagement, Ausnutzen von Preisdifferenzen	saisonaler Ausgleich
Energieabgabe bei Volllast	weniger als 15 Minuten	bis zu 10 Stunden	viele Tage
Zyklenzahl	viele am Tag	1 bis 2 am Tag	wenige im Jahr
Beispiel	Redox-Flow-Batterie	Pumpspeicher, CAES	Wasserstoff, „power to gas“

Quelle: nach Gatzen/Riechmann 2011, Sauer 2011

Abbildung IV.1

Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien



Li-Ion: Lithiumionen; NaS: Natrium-Schwefel, CAES: Druckluftspeicher; SNG: synthetisches Methan („power to gas“); PSW: Pumpspeicherkraftwerke
 Quelle: LBST et al. 2012, S. 70

1.1 Speicherbedarf

Die Abschätzung des zukünftig entstehenden Bedarfs an Speichersystemen ist methodisch äußerst komplex. Einen Bedarf an Speichern „an sich“ gibt es nicht, Speicher stellen nur eine unter mehreren zum Teil konkurrierenden Optionen zur Flexibilisierung des Stromsystems dar. Um abzuschätzen, wie viel Speicherkapazität ökonomisch und ökologisch sinnvoll im Stromsystem der Zukunft genutzt werden könnte, muss eine Vielzahl an Annahmen getroffen werden. Dazu gehören u. a.

- das gewünschte Niveau der Versorgungssicherheit,
- der zukünftige Stromverbrauch,
- der Kraftwerkspark,
- der Verlauf des Netzausbaus insbesondere für den transnationalen Stromaustausch,
- der Umfang der zeitweisen Abregelung von RES-E-Erzeugung,
- die Nutzung sonstiger Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem (z. B. Nachfragemanagement), sowie „last but not least“
- die zukünftigen Kosten der Speichertechnologien und der konkurrierenden Optionen.

Die Ergebnisse hängen maßgeblich von der Art dieser Annahmen ab. Dies zeigt sehr plastisch ein Vergleich zweier Szenarien zur Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050, die der SRU (2011, S. 161 f.) entworfen hat. In einem Szenario, in dem Deutschland seinen Strombedarf von 500 TWh vollständig autark deckt (Szenario 1.a) werden 230 GW RES-E-Erzeugungskapazität benötigt. Eine Strommenge von 50 TWh muss eingespeichert werden, was mit einem forcierten Ausbau von Druckluftspeichern erreicht wird. Dennoch müssen jährlich 53 TWh Stromerzeugung abgeregelt werden. Im Vergleich dazu benötigt man in einem Szenario, in dem ein Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen von maximal 15 Prozent der Jahresarbeit zugelassen wird (Szenario 2.1a), nur noch 163 GW instal-

lierte Kraftwerksleistung. Eine erzeugte Strommenge von nur noch 5,7 TWh muss eingespeichert und lediglich 0,8 TWh abgeregelt werden (Tabelle IV.2).

In einer aktuellen Analyse wurde der Speicherbedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050 ermittelt (Abbildung IV.2). Nach 2020 beginnt hier – bei einem angenommenen RES-E-Anteil von 43 Prozent – der Bedarf an Speicherleistung merklich anzusteigen. Ab 2030 entstehen relevante Überschussmengen an elektrischer Energie. Instrukтив ist hier die Aufteilung des gesamten Bedarfs in Speicher für den Stunden- bis hin zum Jahresausgleich. Der Bedarf an Kurzzeitspeichern (Stunden, Tage) entsteht früher, Langzeitspeicher – v. a. zum saisonalen und zum Jahresausgleich – werden erst wesentlich später erforderlich.

Andererseits kommt eine Modellierung des Fraunhofer ISI (2011b) zum Ergebnis, dass selbst bei einem Anstieg der erneuerbaren Energien auf mehr als 90 Prozent im Jahr 2050 europaweit lediglich ein sehr geringer zusätzlicher Speicherbedarf entsteht. Wie in Abbildung IV.3 dargestellt, beträgt dieser bis 2020 7,2 GW (von 37,2 auf 44,4 GW), was den derzeit in Planung oder im Bau befindlichen Projekten entspricht. Ein weiterer moderater Ausbau der Speicherkapazitäten auf 49,3 GW erfolgt erst bis 2050, wenn die Anteile des Stroms aus erneuerbaren Energien auf über 90 Prozent ansteigen. Das Modell (PowerACE Europe) ist dabei so konfiguriert, dass zwischen Netzausbau, Erzeugungsmanagement und Speicherausbau optimiert wird. Die Anteile des Stroms aus erneuerbaren Energien steigen entsprechend der im Modell vorgegebenen Nachfrageentwicklung von 37 Prozent (2020) über 59 Prozent (2030), 78 Prozent (2040) auf 94 Prozent im Zieljahr 2050. Insgesamt würde dies bedeuten, dass der Umbau der Stromversorgung in Europa auch ohne großangelegten Speicherausbau gelingen könnte.

Dies unterstreicht nochmals das eingangs Erwähnte, dass der gegenwärtige Wissensstand nicht ausreicht, um eindeutige und belastbare Aussagen zum künftigen Speicherbedarf treffen zu können.

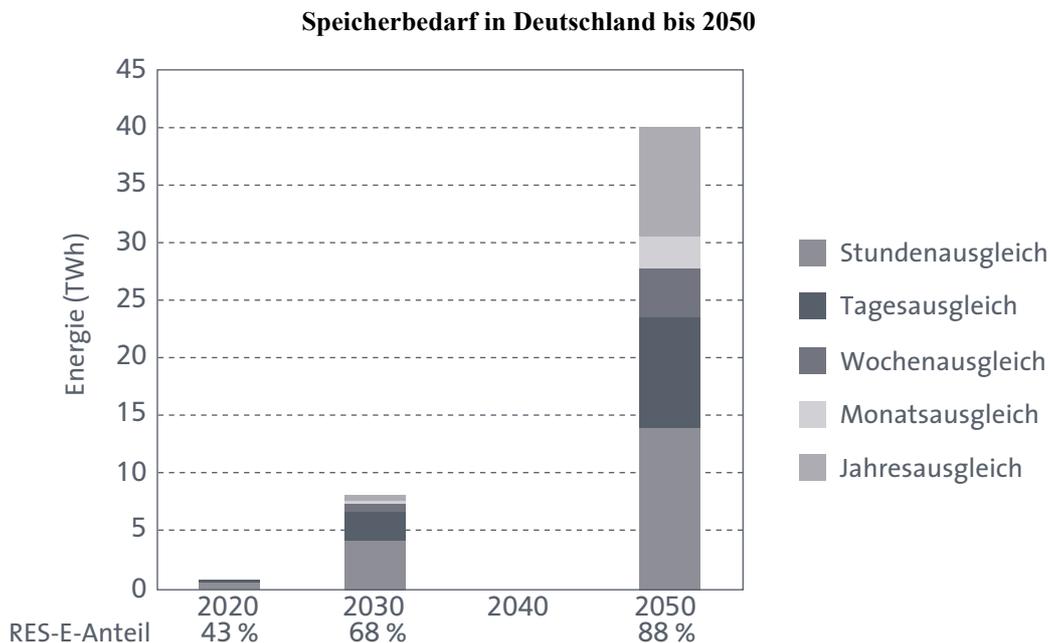
Tabelle IV.2

Vergleich zweier Szenarien zur RES-E-Vollversorgung (2050) des SRU

	Szenario 1.a (D autark)	Szenario 2.1a (Stromaustausch mit DK/NO)
RES-E-installierte Kapazität (GW)	230	163
Druckluftspeicher Jahressumme Ein-/Auspeisung (TWh)	50/34	5,7/4,3
abgeregelt Strommenge (TWh)	53	0,8

Quelle: SRU 2011, S. 161 f.

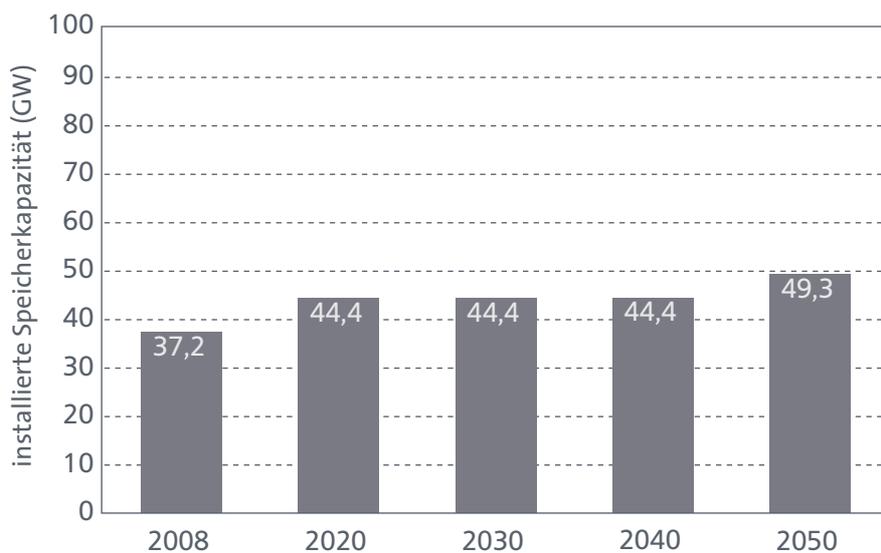
Abbildung IV.2



Annahme: ideales Netz und volle Kraftwerksflexibilität
 Quelle: Sterner et al. 2011b

Abbildung IV.3

Entwicklung des Speicherbedarfs in Europa bei hohen Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien



Quelle: Fraunhofer ISI 2011b

1.2 Speicherkosten

Die Speicherkosten hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, u. a. von den erforderlichen Investitionskosten in Energiewandler und Speichermedien, Wartungskosten, Stromkosten, energetischen Verlusten, kalendarischer und zyklischer Lebensdauer des Systems, Betriebsmodus (Anzahl der Speicherzyklen im Jahr). Ein Kostenvergleich unterschiedlicher Speichertechnologien ist daher nur anhand von klar definierten Referenzfällen sinnvoll (Sauer 2008).

Ein allgemein gültiger Zusammenhang ist, dass die Speicherkosten ansteigen, wenn die Speicherdauer ansteigt und damit die jährliche Anzahl der Speicherzyklen sinkt (DENA 2010b, S. 76). Daher sind Langzeitspeicher ökonomisch schwerer realisierbar als Kurzzeitspeicher. Unter heutigen Marktbedingungen sind beispielsweise nach Einschätzung des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) Langzeitspeicher mit weniger als einem Zyklus pro Woche (z. B. zum saisonalen Ausgleich) in Deutschland wirtschaftlich nicht realisierbar (Leonhard et al. 2008, S. 7). Dennoch könnten Langzeitspeicher auf lange Sicht in der Perspektive einer

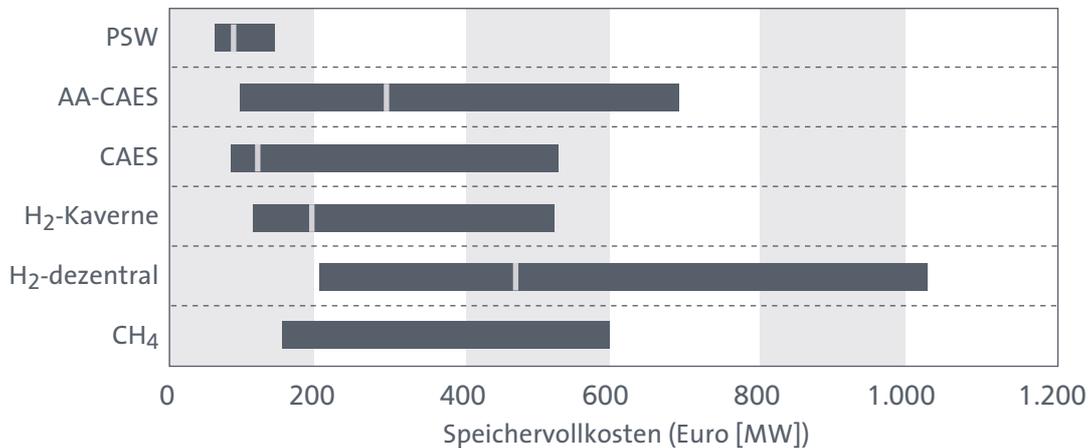
Vollversorgung mit RES-E in gewissem Umfang notwendig sein.

Die Abbildungen IV.4 und IV.5 zeigen Kostenvergleiche zwischen Pumpspeichern, Druckluftspeichern, Speichern auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan für einen wöchentlichen sowie zusätzlich Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien für einen täglichen Speicherzyklus. Die große Bandbreite der Kosten entsteht durch eine Variation der Annahmen zur Höhe der Investitions- und Instandhaltungskosten sowie zum Wirkungsgrad der einzelnen Technologien.

Für alle Speichertechnologien gilt, dass sie im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen (Flexibilisierung des Kraftwerksparks, Netzausbau, Einspeise- bzw. Nachfragemanagement) zumeist die teurere Option darstellen. Bevor die kostengünstiger erschließbaren Potenziale nicht ausgeschöpft sind, ist die Errichtung neuer Speicherkapazitäten ökonomisch zweifelhaft. Insbesondere stellen Speicher wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten keine Alternative zum Netzausbau dar (Alstom Power et al. 2007).

Abbildung IV.4

**Kostenvergleich zwischen verschiedenen Stromspeichertechnologien
(wöchentlicher Zyklus)**

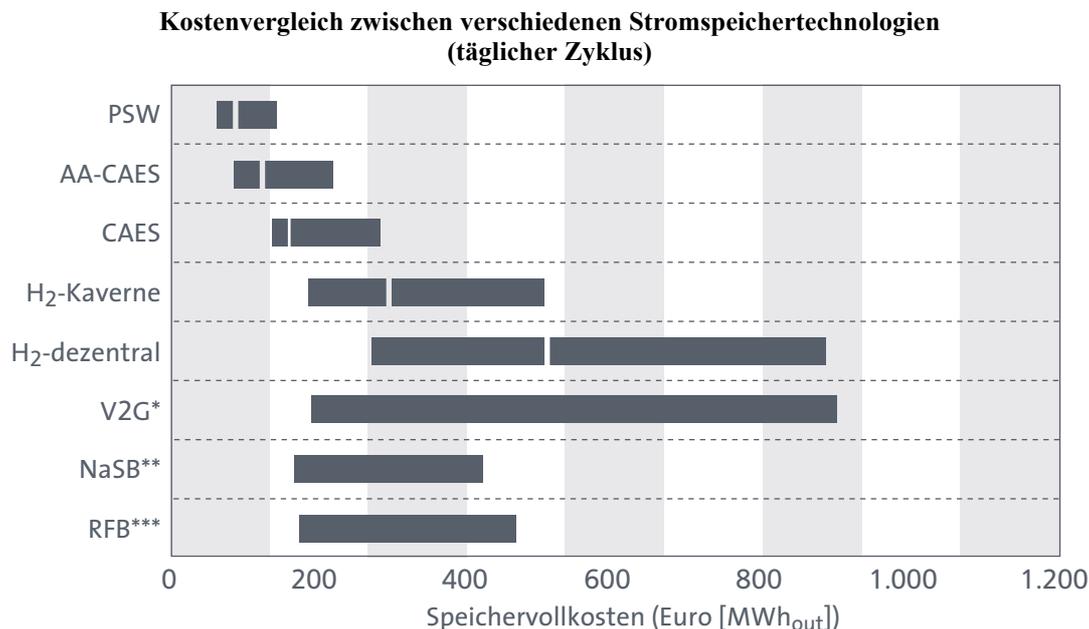


ein wöchentlicher Zyklus mit 20 Volllaststunden Output,
Strombeschaffungspreis: 0 Euro/MWh

PSW: Pumpspeicherkraftwerke; AA-CAES: adiabate Druckluftspeicher; CAES: diabate Druckluftspeicher; H₂-Kaverne: Wasserstoff (Kavernenspeicher); H₂-dezentral: Wasserstoff (dezentraler Speicher)

Eigene Berechnungen

Abbildung IV.5



ein täglicher Zyklus mit acht Volllaststunden Output,

Strombeschaffungspreis: 0 Euro/MWh

PSW: Pumpspeicherkraftwerke; AA-CAES: adiabate Druckluftspeicher; CAES: diabate Druckluftspeicher; H₂-Kaverne: Wasserstoff (Kavernenspeicher); H₂-dezentral: Wasserstoff (dezentraler Speicher)

* V2G („vehicle to grid“): Elektromobile als netzgekoppelte Speicher

** NaSB: Natrium-Schwefel-Batterie

*** RFB: Redox-Flow-Batterie

Eigene Berechnungen

1.3 Speichertechnologien

Im Folgenden werden Pump-, Druckluft- und elektrochemische (Batterie-)Speicher, Elektromobile als netzgekoppelte Speicher sowie die Option „power to gas“ detaillierter beschrieben.

1.3.1 Pumpspeicher

Funktionsweise, Einsatzbereich

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind Wasserkraftwerke, die über ein oberes und ein unteres Becken verfügen, die über eine Generatorpumpeinheit miteinander verbunden sind. Überschüssiger Strom wird in potenzielle Energie umgewandelt und gespeichert, indem Wasser vom Unter- in das Oberbecken gepumpt wird. Umgekehrt kann Strom erzeugt werden, wenn Wasser aus dem Oberbecken über den Generator in das Unterbecken geleitet wird. Auf diese Weise können etwa 70 bis 80 Prozent des ursprünglich eingesetzten Stroms zurückgewonnen werden (TAB 2008, S. 35).

PSW werden vorwiegend zur Veredlung von Schwach- in Spitzenlaststrom – in anderen Worten zur Lastglättung – eingesetzt, eignen sich aber auch zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, sowie zur Blindleistungsregelung. Meist sind sie so ausgelegt, dass die Spei-

cherkapazität ausreicht, für mehrere Stunden (z. B. 4 bis 8 Stunden) unter Volllast Strom zu erzeugen.

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

PSW sind die einzige derzeit verfügbare und in großtechnischem Maßstab eingesetzte Speichertechnologie. In Deutschland sind gegenwärtig etwa 6,7 GW installiert mit einer Speicherkapazität von ca. 0,04 TWh (Hundt et al. 2010, S. 22). Für diese seit vielen Jahrzehnten etablierte Technologie ist nur mit inkrementellen Weiterentwicklungen zur Optimierung bestimmter Komponenten zu rechnen.

Potenziale

Die für PSW erforderliche Geländetopografie und die mit ihrem Bau verbundenen erheblichen Landschaftseingriffe limitieren die Standortauswahl. Daher ist das technisch-wirtschaftliche Ausbaupotenzial in Deutschland sehr begrenzt. Bis 2030 könnten maximal etwa 3 GW PSW hinzugebaut werden (Hundt et al. 2010, S. 23).

Wegen dieser Begrenzungen werden auch alternative Konzepte diskutiert, z. B. das Unterbecken (oder sogar beide Becken) unter die Erdoberfläche zu verlegen (z. B. in Salzstöcke, Bergbauschächte etc.) oder künstlich geschaffene Erhebungen bzw. Senken zu nutzen (Abraum-

halden, Tagebaue etc.). Allein das Potenzial bei der Nachnutzung stillgelegter Bergwerke für untertägige Pumpspeicher in den Regionen Erzgebirge, Harz, Siegerland und Lahn-Dill-Gebiet wird auf bis zu 10 GW Leistung bei einer Speicherkapazität von 0,04 TWh geschätzt (Beck/Schmidt 2011, S. 25 f.).

Inwieweit diese Konzepte technisch bzw. wirtschaftlich umsetzbar sind, ist von den individuellen Gegebenheiten der Standorte abhängig und nicht pauschal abschätzbar. Derzeit wird eine erste Studie zur Wirtschaftlichkeitsberechnung eines untertägigen Pumpspeichers im Harz erstellt (EFZN 2012).

Wirtschaftlichkeit

Investitionskosten liegen in der Größenordnung von 1.000 Euro/kW installierter Leistung sowie etwa 10 bis 40 Euro/kWh Speicherkapazität (Neupert et al. 2009, S. 133; Sauer 2008). Das letzte in Deutschland errichtete PSW (Goldisthal) mit einer Leistung von 1.060 MW und einer maximalen Speicherkapazität von etwa 8,5 GWh kostete 620 Mio. Euro (Fraunhofer IWES 2010, S. 116). Mit Vollkosten für die Stromerzeugung im Bereich von etwa 0,03 bis 0,06 Euro/kWh bei Nutzung als Stundenspeicher und weniger als 0,13 Euro/kWh bei Langzeitspeicherung sind PSW trotz des hohen Investitionsbedarfs die derzeit ökonomisch günstigste aller Speichertechnologien. Allerdings ist gegenwärtig an den Strommärkten der Preisunterschied („spread“) zwischen Spitzen- und Grundlaststrom – insbesondere an Tagen mit hoher Photovoltaikeinspeisung – so gering, dass die Wirt-

schaftlichkeit von neuen PSW derzeit fraglich ist (Badische Zeitung 2012).

Im Zusammenhang mit der Option „Verstärkter Strom-austausch mit Norwegen“ (Kap. IV.2.4) könnte die PSW-Technologie dennoch einen signifikanten Beitrag zur Flexibilisierung des deutschen Stromsystems leisten.

1.3.2 Druckluftspeicher

Funktionsweise, Einsatzbereich

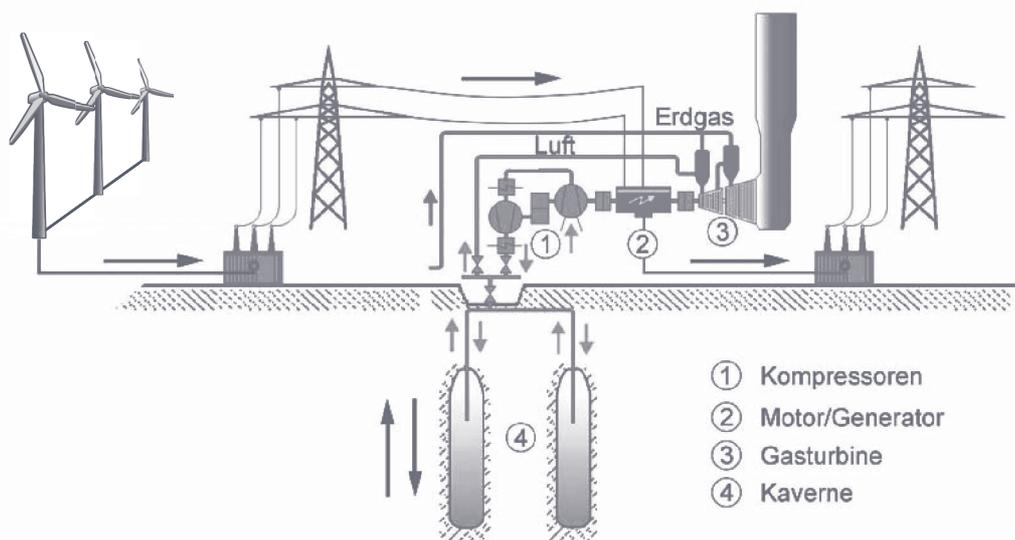
In Druckluftspeicherkraftwerken (CAES, „compressed air energy storage“) wird Energie durch Verdichtung von Luft mittels eines Kompressors und anschließender Speicherung der Druckluft in der Regel in unterirdischen Kavernen (z. B. ausgelaugte Salzstöcke) gespeichert. Zur Stromerzeugung wird die Druckluft zusammen mit Erdgas verbrannt und über eine Turbine entspannt, die einen Generator antreibt (Abbildung IV.6). Der typische Einsatzbereich für CAES ist die Spitzenlastdeckung bzw. die Bereitstellung von Minutenreserve. Da sie nicht so schnell einsatzbereit sind wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, können sie keine Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen.

Beim Komprimieren der Luft entsteht Wärme, die bei konventionellen („diabaten“) CAES weggekühlt wird. Ein erheblicher Teil der eingesetzten Energie geht damit verloren, sodass der Wirkungsgrad unter 50 Prozent liegt.

Beim weiterentwickelten Konzept der „adiabaten CAES“ wird die Kompressionswärme zurückgewonnen und zum

Abbildung IV.6

Prinzip einer diabaten CAES-Anlage



Erwärmen der Luft genutzt, die über eine Luftturbine entspannt wird und auf diese Weise Strom erzeugt. Ein zusätzlicher Energieträger (z. B. Erdgas) ist hier nicht erforderlich. Damit werden zukünftig Wirkungsgrade bis 70 Prozent erwartet.

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Ein konventionelles CAES mit 321 MW Leistung (Kompressorleistung ca. 68 MW), mit einer Speicherkapazität ausreichend für einen maximal zweistündigen Volllastbetrieb, wird seit 1978 in Elsfleth-Huntorf (Niedersachsen) von E.ON betrieben (ehemals PreussenElektra AG).

Adiabate CAES (AA-CAES) befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium, da geeignete Wärmespeicher (benötigte Kapazität etwa 1.200 MWh (thermisch) bei 600 °C) noch nicht verfügbar sind und der Kompressor- bzw. der Turbinenstrang noch einer substanziellen Weiterentwicklung bedürfen (BINE 2007, Zunft et al. 2005). Eine weltweit erste großtechnische Demonstrationsanlage (Kapazität 360 MWh, Leistung bis zu 90 MW) wird derzeit geplant und soll ab 2013 in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) errichtet werden (RWE 2010).

Potenziale

Salzvorkommen, die sich zur Nutzung als Kavernenspeicher eignen, sind überwiegend in Nord- und Mitteldeutschland gelegen. Dies fällt jedoch kaum negativ ins Gewicht, wenn die Speicher zur Verbesserung der Netzintegration von Strom aus Windkraft genutzt werden sollen, der ebenfalls in dieser Region erzeugt wird. Eine erste Potenzialabschätzung nennt für die gesamte Speicherkapazität (v. a. in Salzstöcken in Norddeutschland) einen Wert von etwa 3,5 TWh (Ehlers 2005, S. 4, zitiert nach SRU 2011, S. 90).

Wirtschaftlichkeit

Als zukünftige Investitionskosten werden für AA-CAES zwischen 700 und 900 Euro/kW installierter Leistung genannt (DENA 2010a, S. 442). Das Speichermedium schlägt mit etwa 10 bis 20 Euro/kWh Speicherkapazität zu Buche (Sauer 2008). Brennstoffkosten für das zugeführte Erdgas fallen bei AA-CAES im Gegensatz zu diabaten CAES nicht an. Derzeit scheint sich der Neubau von CAES bei zusätzlicher Vermarktung von Minutenreserve an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit zu befinden, obschon diese Einschätzung für konkrete Investitionsentscheidungen nicht belastbar genug ist (Alstom Power et al. 2007). Die jüngsten Entwicklungen an den Strommärkten (Reserve- und Spotmarkt) v. a. der teilweise erheblich gesunkene Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlaststrom, ist der Wirtschaftlichkeit von CAES – und anderer Speicher – allerdings in hohem Maße abträglich.

1.3.3 Elektrochemische Speicher

In elektrochemischen Speichern wird die Energie, die bei einer chemischen (Redox-)Reaktion frei wird, in Form von elektrischem Strom abgegeben. Umgekehrt werden

bei der Ladung der Speicher mit Strom reaktionsfähige energiereiche Stoffe (bzw. Zustände) hergestellt.

Den Vorteilen elektrochemischer Speicher – meist sehr hoher Wirkungsgrad von bis zu 90 Prozent und mehr, Eignung zur Bereitstellung von Primärregelleistung, da die Leistung sehr schnell zur Verfügung gestellt werden kann – stehen allerdings auch typische Nachteile gegenüber. Zum einen kann ihre begrenzte kalendarische Lebensdauer bzw. Zyklenfestigkeit ihre Nutzbarkeit mindern. Auch Selbstentladung und der sogenannten „Memoryeffekt“ (Kapazitätsverlust bei häufiger Teilentladung) können Probleme darstellen. Zudem ist die relativ geringe Energiedichte vieler Materialsysteme für die Skalierung in den Megawatt(stunden)bereich prohibitiv.

Es gibt eine Vielzahl von Speichersystemen mit sehr unterschiedlichen Charakteristika, Einsatzbereichen und Entwicklungsperspektiven. Diese reichen von der altbekannten, als Autostartbatterie verbreiteten, Blei-Säure-Batterie über Li-Ionen-Akkus, die nicht nur in elektronischen Geräten, sondern auch in Elektromobilen immer breitere Verwendung finden, bis hin zu Technologien wie Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterien oder Vanadium-Redox-Flow-Systemen, die sich noch in der Entwicklung befindlichen. Da die beiden letztgenannten nach verbreiteter Auffassung am weitesten entwickelt sind, um in absehbarer Zeit eine Rolle in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung zu spielen, werden sie im Weiteren genauer beschrieben.

Die Nutzung der Batterien von Elektromobilen (derzeit hauptsächlich Li-Ionen-Akkus) als netzgekoppelte Speicher sowie das Speichersystem Wasserstoffelektrolyse/Brennstoffzelle, die beide auch der Gruppe der elektrochemischen Speicher zuzuordnen sind, werden wegen ihrer besonderen Bedeutung, die sie in der öffentlichen und Fachdiskussion einnehmen, in den darauf folgenden beiden Teilkapiteln gesondert vorgestellt.

Natrium-Schwefel-Batterien

Funktionsweise, Einsatzbereich

Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) sind Hochtemperaturbatterien mit einer Betriebstemperatur von 290 bis 360 °C. Sie besitzen eine relativ hohe Energiedichte (130 Wh/kg) bei einem elektrischen Wirkungsgrad von nahe 90 Prozent. Die gesamte Anlage einschließlich Wechselrichter und elektrischer Heizung erreicht etwa 75 Prozent (TAB 2008, S. 63). Eine weitere positive Eigenschaft ist die hohe kalendarische (etwa 15 Jahre) sowie zyklische Lebensdauer (über 2 500 Zyklen bei 100 Prozent Entladetiefe, bis zu 6 500 Zyklen bei 65 Prozent Entladetiefe) (Bito 2005, Wietschel et al. 2010, S. 577). Wegen der hohen Arbeitstemperatur der Zellen ist eine regelmäßige Nutzung vorteilhaft, wohingegen häufiges An- und Abfahren (wegen des thermischen Stresses) sowie längere Standzeiten (aufgrund der Wärmeverluste) ungünstig sind.

Die Einsatzgebiete sind unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) und Notstromversorgung im industriellen Bereich sowie Nachfrageglättung und seit einiger Zeit

verstärkt die Reduzierung von Einspeisefluktuationen von Solaranlagen und vor allem Windparks.

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Die Technik kann als weitgehend ausgereift betrachtet werden und steht bis in den Megawattbereich kommerziell zur Verfügung. Insgesamt sind weltweit etwa 300 MW NaS-Batterien installiert. Einziger Hersteller ist zurzeit die Firma NGK Insulators Ltd. (Japan). Die wahrscheinlich derzeit größte Anlage ist ein 34-MW-System in Futamata (Japan) für einen Windpark mit 51 MW (Kawakami et al. 2010).

Neben der Erhöhung der Zuverlässigkeit¹⁹ ist eine Verringerung der Kosten durch Design- und Systemoptimierung ein wesentliches Entwicklungsziel.

Wirtschaftlichkeit

Derzeit sind die typischen Kosten im Bereich von etwa 1 000 bis 2 000 Euro/kW bzw. 200 bis 300 Euro/kWh (Wietschel et al. 2010, S. 578) noch relativ hoch. Da aber keine teuren Materialien erforderlich sind, ist von einem merklichen Kostensenkungspotenzial auszugehen.

Sauer (2008) gibt für einen Einsatz zur Lastglättung Erzeugungskosten von 0,04 bis 0,11 Euro/kWh an (Annahmen: 10 MW, 40 MWh, 2 Zyklen/Tag, Stromkosten 0,04 Euro/kWh, Zinssatz 8 Prozent).

Redox-Flow-Batterien

Funktionsweise, Einsatzbereich

Redox-Flow-Batterien sind reversible Brennstoffzellen mit externen Tanks, in denen das energiespeichernde Material (ein flüssiger Elektrolyt) vorgehalten wird. Durch den modularen Aufbau sowie die räumliche und funktionale Trennung von Energieumwandlung und Speicherung sind Leistung (durch Hinzufügen von Konvertermodulen) und Speicherkapazität (durch Hinzufügen von Tanks) unabhängig voneinander skalierbar.

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Von den verschiedenen gegenwärtig in der Entwicklung befindlichen Materialsystemen ist die Vanadium-Redox-Batterie (VRB) am weitesten fortgeschritten. Günstig sind hier der hohe elektrische Wirkungsgrad von 70 bis 80 Prozent für das Gesamtsystem und die hohe Lebensdauer – es werden Zyklenzahlen von bis zu 13 000 genannt (Wietschel et al. 2010, S. 573). Die vergleichsweise niedrige Energiedichte von 15 bis 25 Wh/kg (Neupert et al. 2009, S. 54) ist für stationäre Großspeicher kein entscheidender Nachteil.

¹⁹ Am 21. September 2011 gab es einen Brand einer NaS-Batterie, die auf einem Fabrikgelände der Mitsubishi Materials Corporation installiert war. Bis zur Klärung der Brandursache hat der Hersteller NGK die weitere Produktion gestoppt und die Kunden aufgefordert, die installierten Batterien vorübergehend außer Betrieb zu nehmen (www.ngk.co.jp/english/announce/111031_nas.html, 7.3.2012).

Entwicklungsziele sind Verbesserungen im Aufbau sowie neuartige Membranen, mit denen ein Gesamtwirkungsgrad von nahe 90 Prozent erreichbar scheint (Neupert et al. 2009, S. 52).

Die VRB-Technologie ist gerade dabei in die Megawattklasse vorzudringen. Nach Unternehmensangaben wird im März 2012 eine 2-MW-Anlage mit 8 MWh Speicherkapazität zur Glättung von Solareinspeisung und Netzstabilisierung in China ausgeliefert (Prudent 2012).

Wirtschaftlichkeit

Als Investitionskosten werden etwa 1 500 bis 4 000 Euro/kW Leistung bzw. 300 bis 800 Euro/kWh für Großspeicher angegeben (Wietschel et al. 2010, S. 574). Da der Konverter die deutlich teurere Komponente ist, wird eine Auslegung mit relativ großer Speicherkapazität (d. h. Tanks) und relativ kleiner Konverterleistung wirtschaftlich bevorzugt. Bei Ausschöpfung des Kostensenkungspotenzials werden für das Jahr 2020 Kosten von nur noch ca. 1 150 Euro/kW und 100 Euro/kWh für möglich gehalten (Porzig 2011). Sauer (2008) nennt Erzeugungskosten von 0,06 bis 0,19 Euro/kWh (Annahmen: 10 MW, 40 MWh, 2 Zyklen/Tag, Stromkosten 0,04 Euro/kWh, Zinssatz 8 Prozent).

1.3.4 Elektromobile als Speicher

Funktionsweise, Einsatzbereich

Elektromobilität wird in der öffentlichen Diskussion zunehmend als eine Möglichkeit zur Flexibilisierung der Stromversorgung angesehen. Die Bundesregierung strebt das Ziel an, 1 Million Fahrzeuge bis zum Jahr 2020 und über 6 Millionen Fahrzeuge bis zum Jahr 2030 elektrisch zu betreiben (Bundesregierung 2011b). Diese Ziele beziehen sich auf die Gesamtheit von rein elektrischen Batteriefahrzeugen sowie Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV), die neben einem herkömmlichen Kraftstofftank über eine Batterie verfügen, die am Stromnetz aufgeladen werden kann (Fraunhofer ISI 2011a).

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Die ersten Fahrzeuge sind bereits auf dem Markt. Die Batterie ist aufgrund ihres hohen Anteils an den Kosten und ihres Einflusses auf die Reichweite des Fahrzeugs der Schlüssel zur umfassenden Markteinführung. Die bevorzugte Speichertechnologie für Elektrofahrzeuge ist derzeit aufgrund ihrer hohen Energiedichte die Li-Ionen-Batterie (bis zu etwa 160 Wh/kg in der Zelle und 80 bis 100 Wh/kg für das Batteriesystem). Die Batterie eines reinen Elektrofahrzeugs hat derzeit einen Energieinhalt von etwa 24 kWh, was für eine Reichweite bis zu 150 km ausreicht. Batterien von PHEV sind meist für eine rein elektrische Reichweite von etwa 50 km ausgelegt (entspricht etwa 10 kWh).

Es besteht allerdings noch weiterer Verbesserungsbedarf hinsichtlich der Kosten, der Lebensdauer sowie der Sicherheit bei Fahrzeugunfällen. Langfristig könnten Batterietypen wie Lithium-Luft-, Lithium-Schwefel- oder Me-

tall-Luft-Batterien zur weiteren Steigerung von Energiedichte und Reichweite beitragen, allerdings befinden sich diese Technologien derzeit noch in der Grundlagenforschung (Fraunhofer ISI 2011a).

Potenziale

Sollten die Ziele der Bundesregierung erreicht werden, bieten die Batterien der Elektrofahrzeuge – unter der Annahme, dass jedes Fahrzeug über durchschnittlich 20 kWh Speicherkapazität verfügt – im Jahr 2020 eine Speicherkapazität von 20 GWh, für 2030 ergibt sich sogar eine Speicherkapazität von 120 GWh. Es stünde damit fast 15-mal so viel Speicherkapazität bereit, wie das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (8,5 GWh) leistet.

Allerdings steht zu jedem Zeitpunkt nur ein kleiner Teil dieses Gesamtpotenzials tatsächlich zur Verfügung. Zum einen hängt die genaue Anschlussleistung der Fahrzeuge davon ab, welches Ladekonzept verfolgt wird. Zum anderen kann aufgrund unterschiedlicher Fahrzyklen und Ladezustände der Batterien jeweils nur ein gewisser Teil der Elektrofahrzeuge gleichzeitig Strom aufnehmen. Die Möglichkeiten, den Ladevorgang auf Zeiten mit geringer Last und hoher Produktion aus Wind und Sonne zu verschieben, sind somit begrenzt. Denkbar wäre es, dass z. B. einzelne hohe Einspeisewerte erneuerbarer Energien aufgenommen werden könnten. Zum Ausgleich beispielsweise längerer Starkwindphasen ist die Elektrofahrzeugflotte jedoch auf absehbare Zeit nicht geeignet.

Der Stromverbrauch für Elektrofahrzeuge wird ausgehend von der Erreichung der zuvor genannten Ziele in 2030 auf 18 TWh im Jahr geschätzt, was etwa 3,5 Prozent des heutigen Stromverbrauchs entspricht. Die meisten Fahrzeuge werden vermutlich zu Hause aufgeladen. Mithilfe von intelligentem Lademanagement wäre es möglich, den Ladevorgang der Fahrzeuge in Schwachlastzeiten (z. B. in die frühen Morgenstunden) zu verlegen, sodass nicht etwa sofort nach Feierabend zusätzliche Bedarfsspitzen entstehen (Fraunhofer ISI 2011a).

Neben der Nutzung der Elektrofahrzeuge zur Aufnahme der Überschussproduktion wird auch die Rückeinspeisung des Stroms in das Netz zu Zeiten geringer Stromproduktion unter dem Stichwort „vehicle to grid“ (V2G) diskutiert.

Die Rückeinspeisung sollte möglichst so erfolgen, dass die Lebensdauer der Batterie nicht leidet. Ansonsten wären wohl hohe Ausgleichszahlungen für die Fahrzeugbesitzer notwendig. Eine Li-Ionen-Batterie kann 5 000 bis 10 000 volle Ladezyklen bei voller Leistungserhaltung durchlaufen. Andererseits verliert die Batterie auch ohne dass sie genutzt wird mit der Zeit an Leistung. Je nach Fahrweise kann die kalendarische oder die zyklische Haltbarkeit die nutzbare Lebensdauer der Batterie dominieren.

Wenn relativ wenige Ladezyklen zum Fahren benötigt werden, bietet daher V2G eine Möglichkeit, zusätzliches Einkommen zu generieren, ohne die Batterielebensdauer einzuschränken. Die bisher genutzten Elektrofahrzeuge

sind jedoch noch nicht zur Rückspeisung von Strom ins Netz ausgestattet. Die dazu benötigte Elektronik ist derzeit noch sehr teuer. Langfristig könnten Elektrofahrzeuge jedoch interessante Potenziale zum Lastausgleich mit hoher Leistung, aber geringerer Kapazität bieten. Insgesamt gesehen werden Elektromobile aber allenfalls einen begrenzten Beitrag leisten können, der zwar in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung liegen könnte, die Potenziale sollten aber nicht überschätzt werden (Fraunhofer ISI 2011a, S. 19).

Wirtschaftlichkeit

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität als Stromspeicher sind zwei Faktoren ausschlaggebend – die Vollkosten der Batterie sowie die Ausgleichszahlungen für eventuelle Flexibilitätsverluste bzw. Verkürzung der Batterienutzungsdauer an die Kunden.

Die Vollkosten der Lithium-Ionen-Batterie liegen derzeit bei etwa 750 Euro/kWh. Diese Speichertechnologie ist somit z. B. im Vergleich zur etablierten Referenztechnologie, der Blei-Säure-Batterie mit Kosten von 300 Euro/kWh, wirtschaftlich ungünstig. Experten aus der Automobilindustrie nennen 250 Euro/kWh als Entwicklungsziel für 2020.

Da die Batterien in Elektrofahrzeugen hauptsächlich zur individuellen Mobilität gekauft werden, sollten die Ausgleichszahlungen für die Nebennutzung als Netzspeicher deutlich unter den Vollkosten der Batterie liegen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Batterien nach dem Ende ihrer Nutzung im Elektrofahrzeug, wenn die Speicherkapazität und Leistungsabgabe für die mobile Anwendung nicht mehr ausreichen, als stationäre Speicher zu verwenden („second life application“). Dies könnte auch zur Verringerung der Kosten für Elektrofahrzeuge beitragen (Prüggler 2011).

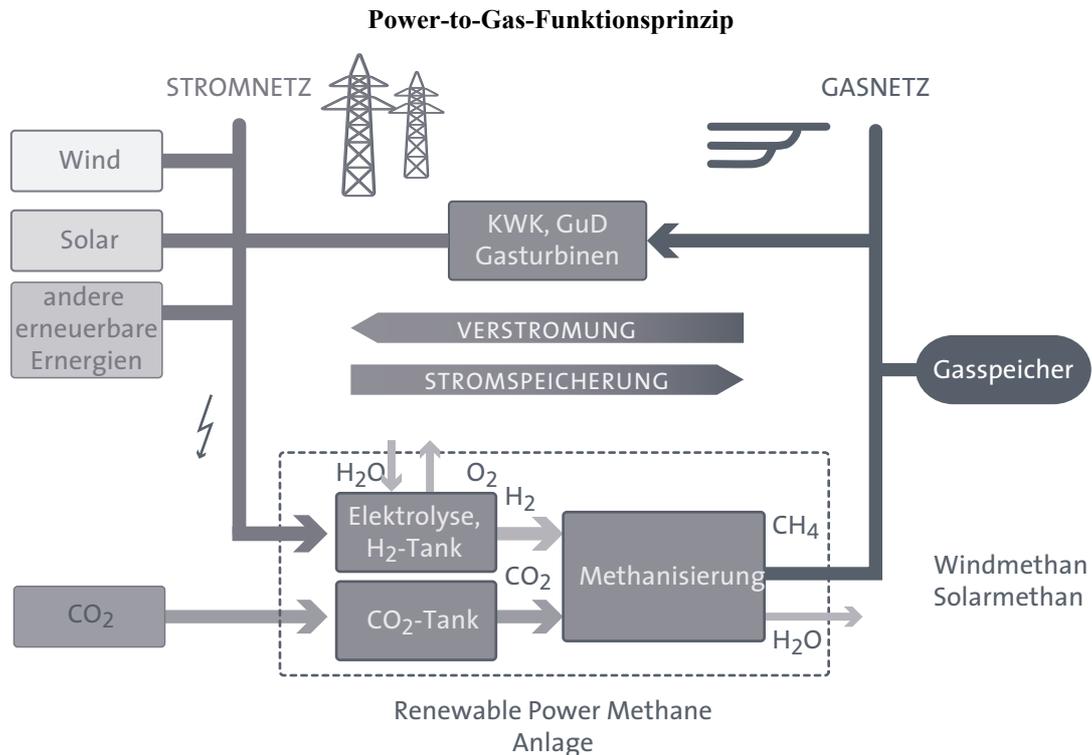
1.3.5 Verbindungen zum Gassektor: Wasserstoff, „power to gas“

Funktionsweise, Einsatzbereich

Eine weitere diskutierte Option zur Flexibilisierung des Stromsystems ist die Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse (Aufspaltung von Wasser in die Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff mittels Strom) in Zeiten hoher RES-E-Produktion. Der Wasserstoff kann alternativ durch Reaktion mit Kohlendioxid in Methan konvertiert und in das Erdgasnetz eingespeichert werden („power to gas“ oder auch „Windgas“). Durch beide Ansätze würde folglich eine Abregelung von erneuerbaren Energien vermieden. Abbildung IV.7 zeigt schematisch das Funktionsprinzip von „power to gas“.

Wasserstoff und Methan sind auch die aus heutiger Sicht am besten geeigneten Energieträger für die langfristige Speicherung. Beide Speichermöglichkeiten wären daher für ein Stromsystem mit einem hohen RES-E-Anteil von großem Nutzen, da sie für den saisonalen Ausgleich der Stromproduktion aus Wind und Sonne sorgen könnten. Die Gase könnten direkt rückverstromt, im Erdgasnetz

Abbildung IV.7



Quelle: Sterner et al. 2011b

gespeichert oder in anderen Sektoren, beispielsweise zur Wärmegewinnung oder in Fahrzeugen weiter verwendet werden. Hierdurch kommt es zu einer zunehmenden Verkopplung von Strom- und Gassektor.

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Derzeit wird der Wasserstoff, der als Grundstoff in der chemischen Industrie Verwendung findet, großtechnisch hauptsächlich aus fossilen Energieträgern erzeugt oder fällt in industriellen Prozessen als Nebenprodukt an. Erfahrungen mit Elektrolyseuren liegen in kleinerem Maßstab vor. Darüber hinaus gibt es Demonstrationskraftwerke wie etwa ein Hybridkraftwerk in Prenzlau.

Die Rückverstromung von reinem Wasserstoff in Gasturbinen ist bislang noch nicht möglich, eine Beimischung von etwa 50 bis 60 Prozent Erdgas ist erforderlich. An der Entwicklung geeigneter Gasturbinen wird derzeit gearbeitet, ab etwa 2017 könnten diese zur Verfügung stehen. Ein zweites wichtiges Feld für Forschung und Entwicklung ist die Steigerung der Effizienz des Elektrolyseurs.

Der Gesamtwirkungsgrad des Systems einschließlich Rückverstromung liegt zurzeit bei 28,5 Prozent (Elektrolyseur 75 Prozent, Verdichter 95 Prozent, Gasturbine 40 Prozent). Der Gesamtwirkungsgrad könnte durch die Verstromung in modernen GuD-Anlagen oder in Brennstoffzellen erhöht werden, die gegenwärtig jeweils einen energetischen Wirkungsgrad von etwa 60 Prozent aufweisen.

Windgas ist eine relativ neue Entwicklung. Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) betreibt seit 2009 in Stuttgart eine 25-kW-Pilotanlage mit einem Wirkungsgrad inklusive Rückverstromung von 16 Prozent (Methanisierung 40 Prozent, Gasturbine 40 Prozent). Eine größere Anlage mit einer Kapazität von 6,3 MW und einem anvisierten Wirkungsgrad von mehr als 21 Prozent ist für das Jahr 2013 in Kooperation mit der Audi AG geplant (Solar Fuel 2012). Diese Anlage soll täglich etwa 4 000 m³ Methan produzieren. Der Wirkungsgrad der Methanisierung könnte in Zukunft auf etwa 60 Prozent steigen, was einem Gesamtwirkungsgrad inklusive Rückverstromung von 24 Prozent entspräche (Sterner et. al, 2010, angenommen wird hier ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 75 Prozent, was bei der Wasserstoffgewinnung und -rückverstromung einen Gesamtwirkungsgrad von 28,5 Prozent führen würde).

Der hohe energetische Verlust bei der Rückverstromung von Windgas bzw. Wasserstoff relativiert sich etwas, wenn die Alternative darin bestehen würde, RES-E-Anlagen abzuregeln, wodurch die Energie komplett verloren gehen würde.

Potenziale

Die Potenziale der Wasserstoff- und Windgasgewinnung und -rückverstromung sind begrenzt durch die Kapazität der zur Verfügung stehenden Elektrolyseure, die Speicherkapazität für das Gas und die Kapazität der Gaskraftwerke.

Windgas hat hier den Vorteil, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann, also zunächst keine neuen Speicher, Netze oder Gaskraftwerke notwendig werden. Deutschland verfügt derzeit über Gasspeicher mit einer Kapazität von etwa 200 TWh (thermisch). Mit dem Strom aus eingespeichertem Gas könnte Deutschland bei derzeitigem Stromverbrauch theoretisch mehr als zwei Monate versorgt werden. Da die Gasspeicher hauptsächlich für die Gasversorgung im Winter verwendet werden, steht allerdings nicht das gesamte theoretische Potenzial zur Verfügung.

Aktuelle Vorschriften erlauben einen Wasserstoffanteil von 5 Prozent im bestehenden Erdgasnetz.²⁰ Bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse inklusive Verdichtung von 62 Prozent und einem jährlichen Gasverbrauch von 81,3 Mrd. m³ können somit jährlich etwa 25 TWh Strom ins Erdgasnetz eingespeichert werden (Bajohr et al. 2011; eigene Berechnungen). Dies entspricht etwa dem in der Szenarienanalyse (Kapitel V.6.2) berechneten maximalen Überschussstrom im Jahr 2030²¹ (25,2 TWh). Das heißt, der Überschuss könnte somit praktisch vollständig als Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Aktuell wird untersucht, inwieweit der Wasserstoffanteil noch gesteigert werden könnte. Von Fachleuten werden Anteile von bis zu 15 Prozent genannt, die im bestehenden Erdgasnetz toleriert werden könnten, ohne Probleme zu verursachen (Hüwener et al. 2011, S. 88). Eine Schwierigkeit besteht darin, dafür Sorge zu tragen, dass sich der Wasserstoff möglichst gleichmäßig im Gasnetz verteilt und nicht lokal höhere Konzentrationen auftreten. Dies könnte durch Einspeicherung über Hochdruckgasleitungen oder Untertagespeicher erreicht werden. Im Fall einer Einspeisung auf der Verteilnetzebene ist aus diesem Grund möglicherweise die Methanisierung vorzuziehen (Bajohr et al. 2011).

Die Windgaspotenziale sind derzeit eingeschränkt durch die Bereitstellung des benötigten CO₂. Für die großtechnische Anwendung der Methanisierung steht noch keine energieeffiziente und treibhausgasarme CO₂-Quelle zur Verfügung. Am vielversprechendsten erscheint die Nutzung des CO₂, das als Abfallprodukt aus Biomasse- oder fossilen Verbrennungsprozessen entsteht. Die Energie, die zur Bereitstellung des CO₂ gebraucht wird, muss als zusätzlicher Verlust in der Effizienzbeurteilung von Windgas eingehen. Zur Maximierung der Wirkungsgrade wäre es auf jeden Fall sinnvoll, zunächst Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen, bis dessen Kapazitätsgrenze, die derzeit in Forschungsvorhaben bestimmt wird, erreicht ist (Bajohr et al. 2011) und erst danach in die Methanisierung einzusteigen.

²⁰ Für mit Erdgas (CNG „compressed natural gas“) betriebene Fahrzeuge gilt zurzeit ein Grenzwert von 2 Prozent Wasserstoff. Es wird momentan geprüft, ob dieser Wert ggf. nach oben gesetzt werden könnte.

²¹ Annahmen: nur Einsatz schon bestehender Flexibilisierungsoptionen, maximale konventionelle Sockelleistung von 17,5 GW.

Wirtschaftlichkeit

Gegenwärtig liegen die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen bei etwa 1 000 Euro/kW. Für fortgeschrittene zukünftige Systeme werden Entwicklungsziele von 800 Euro/kW in 2020 bzw. 600 Euro/kW in 2050 genannt (Nitsch et al. 2012a, S. 94). Für die Methanisierung sind zusätzliche Investitionen von 1.200 Euro/kW für erste größere Anlagen (um 2020) bzw. 1 000 Euro/kW (2050) erforderlich (Grollmisch 2011, Nitsch et al. 2012a, S. 95). Diese Kostenschätzungen sind aber noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Laut Sterner et al. (2011a) könnten die zukünftigen Gesteuerungskosten von Windgas etwa 0,12 Euro/kWh (thermisch) betragen (Annahmen: Bezugszeitraum 2030/2050, Wirkungsgrad der Methanisierung 65 Prozent, 4 000 Volllaststunden im Jahr, Gesamtinvestitionskosten von 700 Euro/kW, Strombeschaffungspreis von 0,05 Euro/kWh) und würden unter der Annahme eines Ölpreises von 200 Euro/Barrel in etwa den Kosten fossilen Erdgases entsprechen. Zum Vergleich: Derzeit betragen die Großhandelspreise von Erdgas am Spotmarkt etwa 0,025 Euro/kWh (www.eex.com).

Bezogen auf den Stromsektor weisen die Speicheroptionen Wasserstoff und Methan in einer Vollkostenanalyse einschließlich Rückverstromung vergleichbar hohe Werte im Bereich von 0,12 Euro/kWh bis über 0,60 Euro/kWh auf, wie in Abbildung IV.4 ersichtlich.

Allerdings könnte langfristig insbesondere Wasserstoff als alternativer Energieträger im Verkehr genutzt werden, wodurch sich die Kostenrelationen und Wirkungsgrade verbessern und Synergieeffekte entstehen könnten.

2. Weitere Flexibilisierungsoptionen

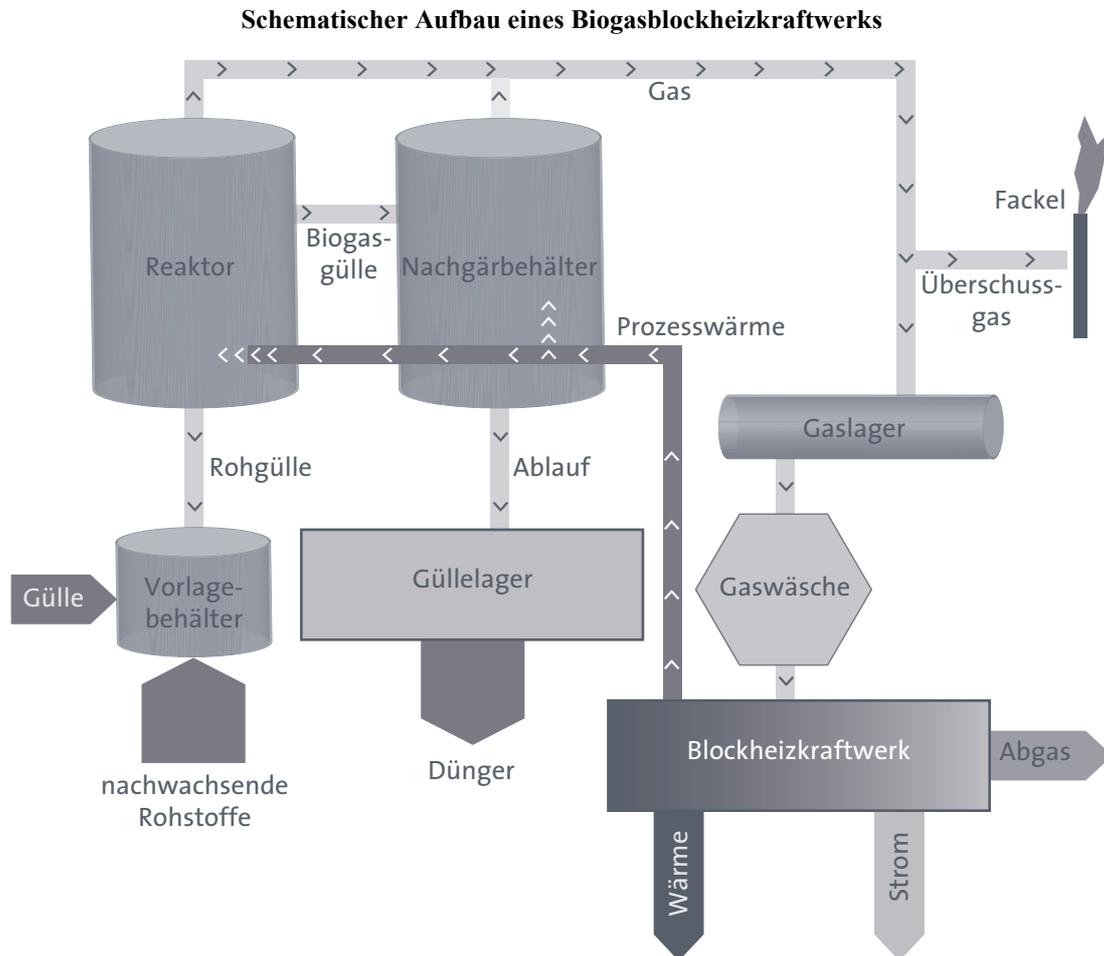
2.1 Biogas

Funktionsweise, Einsatzbereich

Alle Biomasseanlagen können im Prinzip genau wie konventionelle Kraftwerke flexibel betrieben werden. Insbesondere gilt das für Biogasanlagen, deren Eigenschaften bezüglich der Anfahrtszeiten und Laständerungsgeschwindigkeit Gasturbinen ähneln. Empirische Untersuchungen zeigen, dass ein Biogas-BHKW in 90 Sekunden auf volle Leistung hochgefahren werden kann (Bofinger et al. 2010). Stromerzeugung aus Biogas kann somit eine sinnvolle Ergänzung zur Stromproduktion aus Wind und Sonne darstellen und die Flexibilität des Stromsystems erhöhen.

Abbildung IV.8 zeigt schematisch den Aufbau einer Biogasanlage. Gülle und nachwachsende Rohstoffe – aufgrund des hohen Brennwertes vorwiegend Mais (Klinski 2006) – werden vergoren, sodass Biogas und Dünger entstehen. Das Biogas wird dann in einem BHKW oder einer Gasturbine zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die Flexibilität des Kraftwerks ist somit begrenzt durch die Gasproduktion sowie die Kapazität des BHKW. Gasspeicher und zusätzliche Spitzenlastkraftwerke können die zur Verfügung stehende Leistung und Flexibilität erhöhen (Gerhardt 2009). Biogasanlagen können somit sowohl zum kurz- als auch zum langfristigen Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien genutzt werden.

Abbildung IV.8



Quelle: http://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Biogasanlage_schematisch.jpg

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Derzeit werden Biogasanlagen insbesondere aus wirtschaftlichen Gründen nicht flexibel betrieben, da Biogas bis Ende 2011 über das EEG mit einer festen Einspeisevergütung gefördert wurde. Deshalb konnten die höchsten Einnahmen für Biogasanlagen durch eine maximale Stromproduktion unabhängig von der Residuallast, den Strompreisen und dem Bedarf an Reserveenergie erzielt werden.

Seit 2012 besteht nach dem EEG die Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien direkt zu vermarkten und zusätzlich eine Marktprämie zu erhalten. Biogasanlagen steht außerdem die Option der Flexibilitätsprämie offen, die einen zusätzlichen Bonus für jede am Markt verkaufte kWh Strom bringt, wenn Investitionen in zusätzliche Speicher und Spitzenlastkessel stattfinden. Abbildung IV.9 zeigt die Unterschiede zwischen der traditionellen, nichtflexiblen, und einer flexiblen Betriebsweise eines Biogaskraftwerks. Für die Zukunft ist absehbar, dass mehr Biogasanlagen flexibel produzieren, um von hohen Marktpreisen zu Spitzenlastzeiten und Einnahmen aus dem Regelenergiemarkt profitieren zu können.

Potenziale

2010 gab es in Deutschland Biogasanlagen mit einer Kapazität von 2,4 GW. Nach dem „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie“ ist bis 2020 ein Ausbau der installierten Leistung auf 3,8 GW geplant. 2030 stehen im hier verwendeten Szenario 3,9 GW installierte Leistung zur Verfügung. Durch Speicherung des produzierten Biogases vor Ort bzw. im Erdgasnetz kann die Biogasproduktion von der Stromerzeugung entkoppelt werden. Bei Verdopplung der installierten Leistung durch Gasturbinen oder Gasmotoren könnte eine flexible Einspeisung von bis zu 7,8 GW erschlossen werden. Damit liegt das Potenzial bei etwa 125 Prozent der derzeit installierten Pumpspeicherkraftwerke.

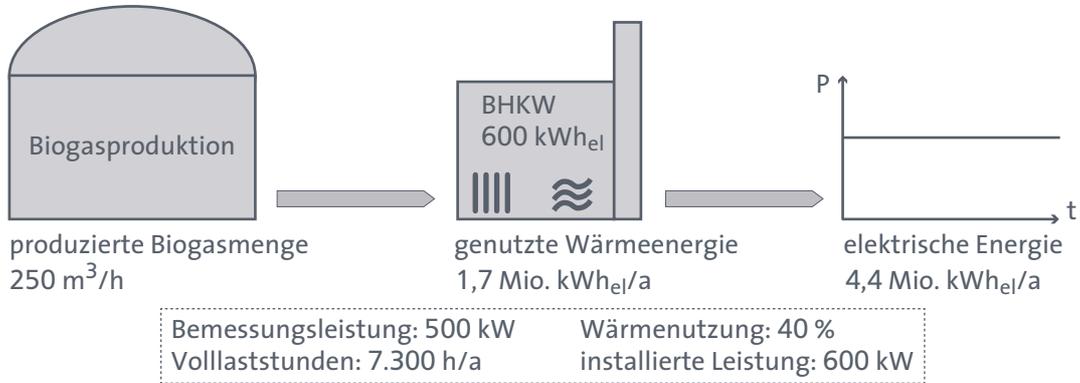
Wirtschaftlichkeit

Die Stromgestehungskosten für Elektrizität aus neugebauten Biogasanlagen liegen momentan bei 0,123 Euro/kWh und damit deutlich über den Kosten für konventionelle Stromerzeugung (Nitsch et al. 2012b, S. 27). Zudem wird bis 2030 nur ein geringer Kostenrückgang erwartet.

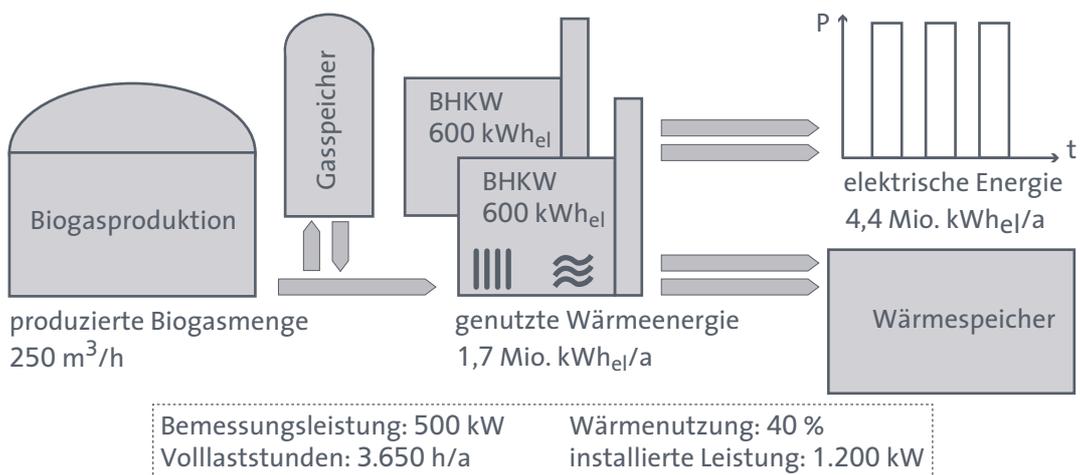
Abbildung IV.9

Traditionelle und flexible Betriebsweise einer Biogasanlage

Beispiel: Anlage für Biogas ohne Technik zu bedarfsorientierter Stromproduktion



Beispiel: Anlage für Biogas mit Technik zu bedarfsorientierter Stromproduktion



Quelle: Holzhammer 2011

Grund dafür ist, dass zwar die Investitionskosten zurückgehen, bei den Brennstoffkosten jedoch ein Anstieg erwartet wird. Holzhammer (2011) zeigt, dass sich zusätzliche Investitionen zur Erhöhung der Flexibilität in Biogasanlagen unter der gegenwärtigen Förderstruktur für den einzelnen Anlagenbetreiber lohnen. Unter gesamtwirtschaftlichen Überlegungen müssen Biogasanlagen als Lieferant von Flexibilität jedoch bezüglich ihrer Kosten und Nachhaltigkeit (siehe dazu z. B. Graf et al. 2010) mit anderen Flexibilisierungsoptionen verglichen werden.

2.2 Wärme als Stromsenke – Verbindung zum Wärmesektor

Funktionsweise, Einsatzbereich

Wärmenetze können auf zwei Arten zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen. Zum einen können KWK-Anlagen mit Wärmespeichern stromgeführt (d. h. abgestimmt auf den Strombedarf) produzieren und dadurch

die Stromerzeugung in Zeiten mit hoher Residuallast verlagern und dennoch den jeweiligen Wärmebedarf decken. Nach Guss (2011) liegt dabei das Optimum der Wärmespeicherkapazität bei 6 Stunden, was auch der derzeitigen Auslegung in Dänemark entspricht.²²

Zum anderen können Wärmespeicher in Wärmenetzen in Starkwindzeiten über Wärmepumpen oder Heizstäbe mit Strom beheizt werden, um eine Abregelung von erneuerbaren Energien zu vermeiden. Die Möglichkeit zur Rückverstromung entfällt vollständig. Diese Option der Heizstäbe wird in Dänemark, wo die Wärmenetze sehr stark ausgebaut sind und meist über einen Heißwasserspeicher verfügen, schon heute genutzt. In Starkwindzeiten wird das Wasser statt über das angeschlossene Kraftwerk mit Strom erhitzt.

²² In Dänemark beträgt der KWK-Anteil an der Stromversorgung über 50 Prozent. Nahezu alle Anlagen sind mit Wärmespeichern ausgestattet (Beer 2011a, S. 10).

Unter Einbeziehung beider Optionen entsteht aus dem klassischen Heizkraftwerk ein „flexibles KWK-System“. Weitere Flexibilität entsteht durch zusätzliche Spitzenlastkessel (Beer 2011a).

Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Zur Wärmespeicherung stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung – unter anderem Wasser-, Hochtemperatur-, Latentwärme- und thermochemische Speicher. In Fernwärmenetzen werden heute meist Wasserspeicher genutzt. Seit 2009 erforscht die RWE AG mit Projektpartnern die Nutzung von Hochtemperaturspeichern für KWK-Anlagen (RWE 2009).

Wie zuvor beschrieben, werden derzeit Heizstäbe zur Umwandlung von Strom in Wärme verwendet. In Zukunft sollen dazu große Wärmepumpen genutzt werden, um die Effizienz der Wärmeerzeugung zu erhöhen (Nast et al. 2010). Bisher gibt es allerdings noch keine Beispiele für diese großen Wärmepumpen. Diese könnten insbesondere zum Vorheizen des Wassers genutzt und beispielsweise mit Abwärme aus der Industrie kombiniert werden (Pagh 2011).

Potenziale

2009 wurden 50,5 TWh bzw. 11,3 Prozent des Stroms in KWK-Anlagen erzeugt (Ziesing 2011). Nach Beer (2011b) stehen bei maximaler Flexibilisierung durch Speicher zwischen 2 und 8 GW an KWK-Leistung zur Reaktion auf Lastschwankungen zur Verfügung.

Die Bundesregierung hat 2007 in ihrem integrierten Energie- und Klimaprogramm festgelegt, dass bis 2020 25 Prozent des Stroms in hocheffizienten KWK-Anlagen hergestellt werden soll (Bundesregierung 2007). Eine Analyse des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (Schrader/Ritzau 2011) zeigt, dass ohne eine Veränderung des KWK-Gesetzes von 2009 voraussichtlich lediglich ein Anteil von etwa 17 Prozent erreicht werden könnte. Die Potenziale zur Flexibilisierung würden bei einem höheren KWK-Anteil steigen.

Das Potenzial zur Nutzung von Strom aus Wind und Sonne zur Wärmeerzeugung durch Elektroheizer liegt nach Einschätzung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bei 5 bis 7 GW (Consentec/IAEW 2011, S. 21). Die Nutzung von Wärmepumpen würde dieses Potenzial aufgrund des besseren Wirkungsgrads reduzieren.

Wirtschaftlichkeit

Laut dem Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK 2012) kann die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen nicht pauschal, sondern nur für einzelne Standorte beurteilt werden. Stark schwankende Angaben zu Investitionskosten machen eine generelle Bewertung der Wirtschaftlichkeit schwierig (Guss 2011). Zusätzliche Investitionen in Heizstäbe bzw. Wärmepumpen müssen fallweise betrachtet werden. Nach Guss (2011) lohnt sich

jedoch die zusätzliche Investition in einen Wärmespeicher unabhängig von der Gesamtrentabilität der Anlage.

Im Vergleich zu anderen Speicheroptionen oder beispielsweise der Wärmeerzeugung aus dem zuvor diskutierten Windgas oder Wasserstoff erscheint die Option der direkten Heizung mit Strom ökonomisch attraktiv.

2.3 Lastmanagement

Funktionsweise, Einsatzbereich

Unter dem Stichwort Lastmanagement bzw. Nachfrage-Management (DSM, „demand side management“ oder auch „demand response“) wird die aktive Einbeziehung der Nachfrageseite zur Optimierung des Ausgleichs von Stromerzeugung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt betrachtet. Lastmanagement beinhaltet, dass Stromendverbraucher ihre Stromnachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt reduzieren bzw. steigern, mit dem Ziel, den Verbrauch in Perioden mit höherer Erzeugung oder geringerer Last zu verschieben. Abbildung IV.10 gibt eine Übersicht über unterschiedliche Formen des Lastmanagements.

Eine einfache Betrachtung von Matthes et al. (2011, S. 18), nach der die höchste Netzlast nur an wenigen Stunden im Jahr auftritt (so lag z. B. im Jahr 2010 die Stunde mit der zehnthöchsten Last bereits 3 000 MW unter der Höchstlast), suggeriert, dass eine Lastverschiebung in wenigen Stunden des Jahres bereits zur Reduzierung der Spitzenlast von 2 bis 5 GW führen würde.

Beispielsweise können Kühlgeräte im Großhandel ihren Verbrauch für einige Stunden verringern und zu einem späteren Zeitpunkt entsprechend erhöhen. In der Industrie sind sowohl Einzelprozesse wie die Schmelzflusselektrolyse oder die Stoffaufbereitung in der Papierindustrie als auch Querschnittstechnologien wie Druckluftsysteme, Beleuchtung oder Informations- und Kommunikationstechnik für Lastmanagement geeignet (DENA 2011).

Abbildung IV.11 zeigt, für welche Bereiche Lastmanagement theoretisch einsetzbar ist. Einfach verfügbar sind insbesondere Potenziale, die eine hohe positive oder negative Leistung für eine begrenzte Zeit bereitstellen können. Damit eignet sich Lastmanagement vor allem für die Bereitstellung von Reserveleistung auf nationaler Ebene, insbesondere im Bereich der Minutenreserve mit seltenen Abrufhäufigkeiten und eher kurzen Abruflängen.

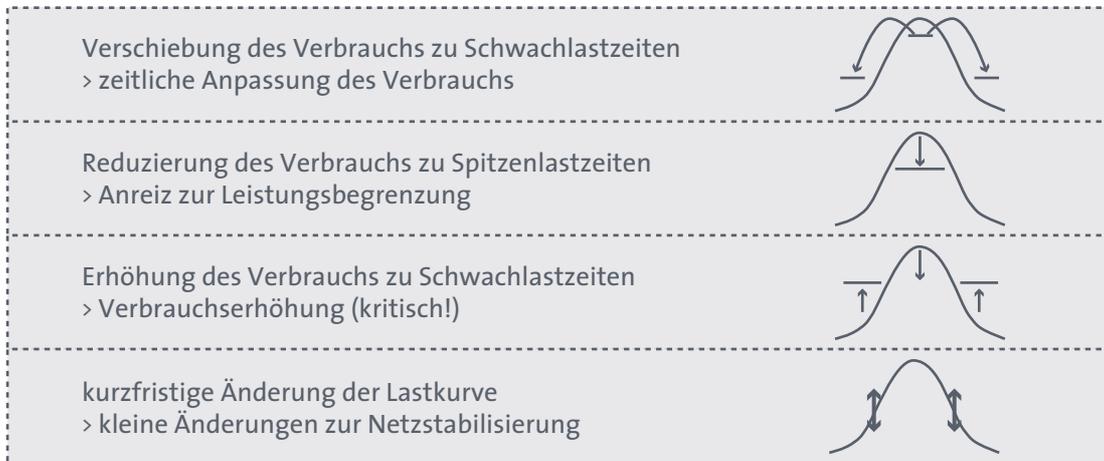
Stand der Technik, Entwicklungsperspektiven

Lastmanagement wird in der Industrie bereits seit Langem angewendet, um den Stromverbrauch in Spitzenlastzeiten gering zu halten und damit Geld zu sparen. Durch intelligentes Produktionsmanagement planen Betriebe, ihre Industrieanlagen, die ohnehin bereits über einen hohen Automatisierungsgrad verfügen, auch im Rahmen der intelligenten Netze noch stärker zum Lastmanagement zu nutzen (ABB 2011).

Lastmanagement in Haushalten und Gewerbe ist noch relativ neu (Roon 2011). Zur Nutzung der Potenziale im Haus-

Abbildung IV.10

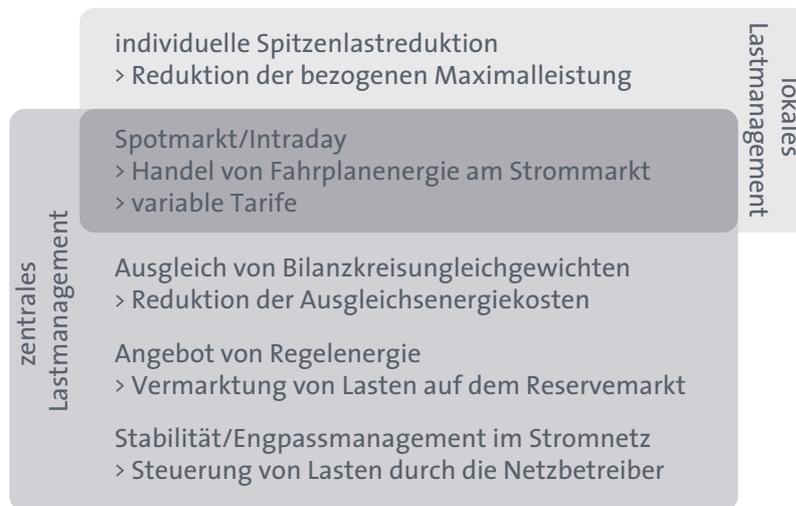
Formen des Lastmanagements



Quelle: DENA 2011

Abbildung IV.11

Übersicht über Anwendungsbereiche von Lastmanagement



Quelle: DENA 2011

haltensbereich ist die Installation von zusätzlicher Informations- und Kommunikationstechnologie („smart meter“ und intelligente Steuerungseinheiten) notwendig. Zudem müssen Fragen der sicheren Datenübertragung, der tatsächlichen Bereitschaft der Haushalte zu automatischer Steuerung sowie bezüglich der Tarifgestaltung geklärt werden.

Potenziale

Laut DENA (2011) besteht bis 2020 ein technisches Potenzial für Nachfragemanagement von 15 GW in Industrie, Gewerbe und Haushalten (5,78 GW in der Industrie, 2,13 GW in Haushalten, 7,30 GW in Handel und Ge-

werbe). Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt sind davon 2 GW, insbesondere im industriellen Bereich (z. B. Chloralkalielektrolyse), erschließbar. Durch ein „roll out“ von intelligenten Stromzählern („smart meters“) könnten 2020 maximal 6,5 GW für das Lastmanagement bereitstehen. Klobasa (2007) ermittelt ein etwas geringeres technisches Potenzial von 17 GW im Sommer und 9,5 GW im Winter. Das wirtschaftliche Potenzial der Industrie wird hier mit 2,8 GW beziffert. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um temporäres Abschalten von in Betrieb befindlichen Anlagen. Die Potenziale zur Bereitstellung von zusätzlicher Nachfrage sind in der Regel eng begrenzt.

Abbildung IV.12 zeigt für welche Zeiträume das industrielle Lastmanagementpotenzial zur Verfügung steht. Es wird deutlich, dass Lastmanagement insbesondere für die kurzfristige Verschiebung von Lastspitzen über wenige Minuten bis zu einer Stunde geeignet ist. Bei einer länger andauernden Verlagerung steigen die Kosten deutlich an.

In anderen Ländern ist die Ausschöpfung der Flexibilisierungspotenziale der Nachfrage schon deutlich weiter fortgeschritten. So sind beispielsweise in Norwegen, Dänemark und Finnland heute bereits 6 bis 9 Prozent der Höchstlast mittels „demand response“ beeinflussbar (ETSO 2007).

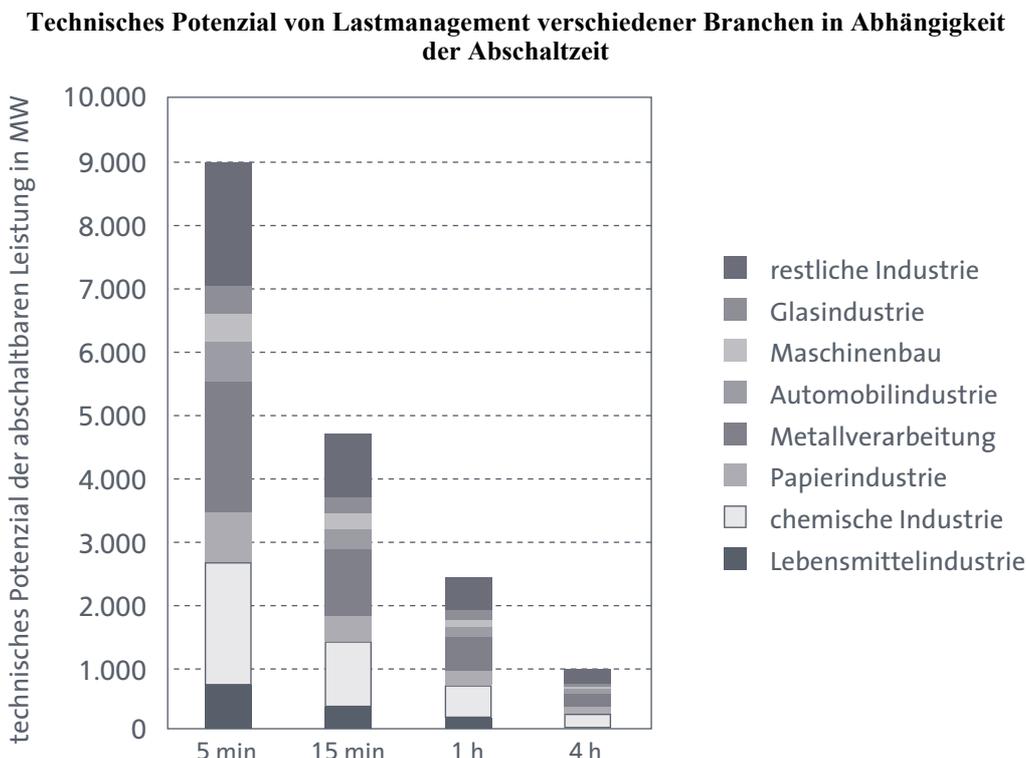
Wirtschaftlichkeit

Der Erfolg von Teilnehmern auf der Nachfrageseite in den US-amerikanischen Kapazitätsmärkten zeigt, dass Nachfragemanagement zumindest bei der Bereitstellung von Leistung mit konventionellen Kraftwerken konkurrieren und die Kosten der Versorgungssicherheit senken kann. Auch in Deutschland nehmen bereits Nachfrageakteure an den Regelmärkten teil und beweisen dort ihre Wettbewerbsfähigkeit (beispielsweise Produzenten von Aluminium, Zink und Stahl; www.regelleistung.net). Typischerweise haben Nachfrageakteure einen eher geringen Leistungspreis (Euro/MW), aber aufgrund der potenziell hohen Opportunitätskosten bei tatsächlichem Abrufen der Leistung durch mögliche Produktionsausfälle einen hohen Arbeitspreis (Euro/MWh).

Insbesondere im industriellen Bereich ist Lastmanagement wirtschaftlich, da die benötigte Automatisierung sowie lastvariable Tarife bereits existieren. Die derzeit eher geringen Preise für Regelenergie verbunden mit der gestiegenen Abrufwahrscheinlichkeit haben allerdings die Bereitschaft der Industrie zur Teilnahme eingeschränkt. Zur Erschließung des Lastmanagementpotenzials in Haushalten sind erhebliche Investitionen in die Infrastruktur und smarte Geräte notwendig. Eine genaue Abwägung der zusätzlichen Ausgaben gegenüber den generierten Ersparnissen ist daher notwendig. Wie zuvor beschrieben, kann die Elektromobilität die Potenziale von Haushalten erhöhen.

Aktuell wird zur Erschließung eines höheren Lastmanagementpotenzials aus der Industrie die vom Bundeswirtschaftsministerium erarbeitete „Lastabwurfverordnung“ diskutiert. Die Verordnung soll Netzbetreiber und Industriebetriebe zum Abschluss von Verträgen zum Lastabwurf zur Stabilisierung des Netzbetriebs motivieren. Die Verordnung legt dabei die Dauer und Bedingungen der Lastabwürfe sowie die Vergütung (eine feste Summe für die Bereitschaft) fest. Der Entwurf wird jedoch stark kritisiert. Beispielsweise sieht der Netzbetreiber Amprion aufgrund der derzeit zwischen Nord- und Süddeutschland bestehenden Engpässe keinen Beitrag des Nachfragemanagements zur Netzstabilität (Radloff 2012). Zudem wird die Höhe der Vergütungssätze kritisiert, die weit über den Preisen der Regelenergie liegen (Merten/Nebel 2012; Radloff 2012). Darüber hinaus

Abbildung IV.12



Quelle: Roon/Gobmaier (2010)

könnte eine marktorientierte Preisermittlung, entweder durch den Regelenergiemarkt oder durch zusätzliche Ausschreibungen für den Lastabwurf, zur Kosteneffizienz der Maßnahmen beitragen (VIK 2012).

2.4 Ausbau des Stromaustausches mit Norwegen

Da die Ausbaupotenziale für Pumpspeicher in Deutschland sehr begrenzt sind, wird zurzeit intensiv diskutiert, wie die bestehenden Potenziale u. a. in Skandinavien oder auch in den Alpenländern ausgebaut und für das deutsche Stromsystem nutzbar gemacht werden könnten. Insbesondere in Norwegen existieren hierfür attraktive Gegebenheiten.

Norwegen besitzt ein riesiges Potenzial an Speicherwasserreservoirien, das mit über 84 TWh nahezu 50 Prozent der gesamten in Europa derzeit verfügbaren Kapazität darstellt. Die an diesen Reservoirien installierte Generatorleistung beträgt 23,4 GW. Es wird geschätzt, dass alleine durch Installation von neuen Generatoren, die auch als Pumpen eingesetzt werden können (sogenannte Francis-Turbinen) ein Potenzial von mindestens 20 GW Pumpspeicherleistung erschlossen werden könnte. Da keine zusätzlichen Speicherseen angelegt werden müssten, wären die Umweltauswirkungen gering. Für die erforderlichen Investitionen werden als erste Schätzung 400 bis 800 Euro/kW genannt (Killingtveit 2011) – das wäre im Vergleich mit anderen Speichermöglichkeiten eine wirtschaftlich sehr attraktive Option.

Der Anschluss an das deutsche Netz müsste über HGÜ-Leitungen erfolgen. Gegenwärtig plant Norwegens Übertragungsnetzbetreiber Statnett den Ausbau der Interkontinentalkapazität. Im aktuellen Netzentwicklungsplan werden fünf prioritäre Leitungen genannt (Tabelle IV.3).

Dass es sich hierbei um sehr ambitionierte Planungen handelt, verdeutlicht ein Vergleich mit dem Netzentwicklungsplan aus dem Vorjahr (Statnett 2010): Die Zeitpläne wurden generell um zwei bis vier Jahre gestreckt (außer für Skagerrak 4), die Planung einer zweiten Verbindung in die Niederlande (NorNed 2) sogar für unbestimmte Zeit ausgesetzt.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2011, S. 162 ff.) hat ein Szenario der norwegisch-deutschen Energiekooperation entworfen, das ein dreistufiges Vorgehen bis zum Zieljahr 2050 vorsieht:

In der ersten Stufe würde überschüssiger RES-E-Strom aus Deutschland nach Norwegen geleitet, um dort einen Teil des Bedarfs zu decken. Als minimale Last stünden dafür dauerhaft gut 7 GW zur Verfügung. Norwegische Wasserkraftwerke könnten zu diesen Zeiten abgeregelt werden. Das nichtgenutzte Wasser bliebe gespeichert und könnte in Spitzenlastzeiten abgerufen werden. Auf diese Weise würde deutscher RES-E-Strom indirekt gespeichert.

In welchem Umfang diese Option genutzt werden könnte, ist vor allem eine Frage der Netzkapazität, die für die Übertragung zur Verfügung steht. Derzeit besteht die Möglichkeit via Dänemark 1,5 GW mit Norwegen auszutauschen. Zusätzlich müssten neben den beiden geplanten Leitungen (NorGer und NORD.LINK) weitere Leitungen nach Deutschland mit einer Kapazität von etwa 2,7 GW gebaut werden. Darüber hinaus wären keine weiteren Investitionen erforderlich.

In der zweiten Stufe würden die vorhandenen norwegischen Pumpspeicher (ca. 1 GW) zusätzlich genutzt. Erst in der dritten Stufe wären Investitionen in die Umrüstung der vorhandenen Wasserspeicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken und Erweiterung der Turbinenleistung erforderlich. Entsprechend müsste der Ausbau der Übertragungsleitungen Schritt halten. Im Endausbau (d. h. im Jahr 2050) geht der SRU (2011, S. 164) von einer Übertragungsleistung zwischen Deutschland und Norwegen von ca. 42 GW aus.

Der Erschließung von neuen Speicherreservoirien (das Gesamtpotenzial für die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird auf etwa 205 TWh geschätzt, davon sind gegenwärtig 123,4 TWh genutzt [Knudsen/Ruud 2011, S. 12]) stehen allerdings erhebliche Bedenken hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umwelt und das Leben örtlicher Gemeinschaften entgegen. Wie dieser Zielkonflikt – einerseits negative Effekte vor Ort, andererseits ein erheblicher Umweltnutzen (vor allem Klimaschutz) in anderen Ländern bzw. global – aufgelöst werden könnte (z. B.

Tabelle IV.3

Von Norwegen geplante HGÜ-Leitungen

Name	Endpunkt	Kapazität	Inbetriebnahme
Skagerrak 4	Dänemark	700 MW	2014
South-West Link	Schweden	1.400 MW	2020
NSN	Großbritannien	um 1.000 MW	2018/2021
NorGer	Deutschland	um 1.000 MW	2018/2021
NORD.LINK	Deutschland	um 1.000 MW	2018/2021

Quelle: Statnett 2011, S. 19 u. 22

durch eine Abwägung im Genehmigungsverfahren), ist derzeit noch völlig offen (Knudsen/Ruud 2011, S. 18 ff.).

2.5 Regenerative Kombi-/Hybridkraftwerke

Die Idee des regenerativen Kombi-/Hybridkraftwerks besteht darin, dezentrale Erzeugungseinheiten und Speicher über eine Kommunikationsinfrastruktur zu vernetzen und gemeinsam zu regeln, sodass sie netzseitig wie ein einziges („virtuelles“) Kraftwerk aussehen. Dadurch soll ihre Einspeisung planbar („fahrplanfähig“) gemacht und besser an die Nachfrage angepasst werden. Gleichzeitig soll damit der übergeordnete Netzbetreiber von der komplexen Aufgabe der Steuerung und Ausregelung von Nachfrage- und Erzeugungsspitzen bzw. -tälern entlastet, mögliche Engpässe bei der lokalen Netzinfrastruktur vermieden und perspektivisch die regionale Versorgungssicherheit erhöht werden. Obwohl die Begriffe nicht trennscharf verwendet werden, handelt es sich beim Hybridkraftwerk eher um einen lokalen oder regionalen Verbund, beim Kombikraftwerk dagegen sind die Standorte der Komponenten weiträumiger (überregional bis bundesweit) verteilt. Die Funktionsweise eines regenerativen Kombikraftwerks ist in Abbildung IV.13 illustriert.

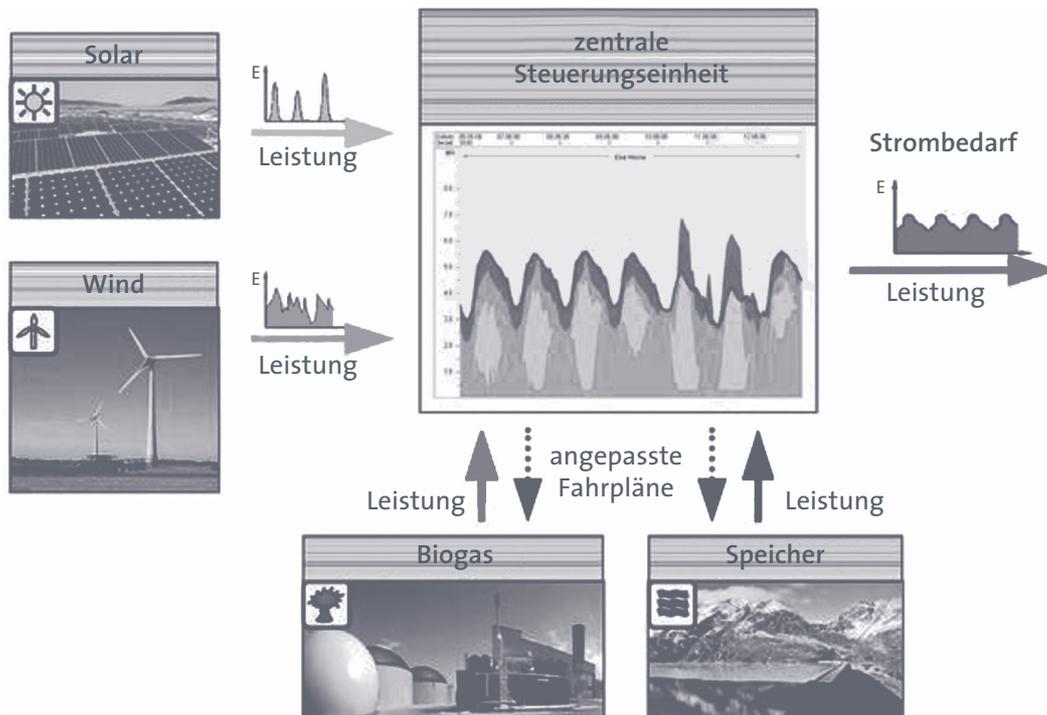
In einer Reihe von Demonstrationsprojekten ist die technische Durchführbarkeit dieser Konzepte in den letzten Jahren nachgewiesen worden. Eine Intention dieser Projekte ist es, die Machbarkeit einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in kleinem Maßstab zu demonstrieren.

Ein Beispiel ist eine Anlage, die 28 über ganz Deutschland verstreute Windkraft-, Solar- und Biomasseanlagen mit einer Leistung von zusammen 23,2 MW verknüpft und steuert und auf diese Weise den Strombedarf Deutschlands im Verhältnis von 1:10 000 in Echtzeit sekundengenau abgedeckt (FVEE 2010, S. 24 f., Mackensen et al. 2008).

Ein ähnlicher Grundgedanke der Kopplung dezentraler Erzeugungseinheiten liegt der Idee des „Schwarmstroms“ zugrunde, die derzeit vom Energieversorger LichtBlick AG propagiert wird. Im Unterschied zum regenerativen Hybridkraftwerk sollen hier 100 000 mit Gas betriebene BHKW mit einer elektrischen Leistung von je 20 kW zu einem „dezentralen Großkraftwerk“ vernetzt werden. Die Einspeisung soll „intelligent wärmegeführt“ gesteuert werden. Ein Wärmespeicher ermöglicht es, den

Abbildung IV.13

Funktionsweise des regenerativen Kombikraftwerks



Quelle: www.kombikraftwerk.de/index.php?id=47

Betrieb der BHKW an die Nachfrage im Strommarkt anzupassen (LichtBlick 2009).

In bestimmten Gebieten z. B. mit regionalen Netzengpässen oder wenn eine besondere lokale Ressourcenbasis (z. B. Speichermöglichkeiten vor Ort) gegeben ist, könnten regenerative Hybridkraftwerke einen relevanten Beitrag zur regionalen Versorgung und Netzentlastung leisten. Ein wesentlicher Pluspunkt ist auch, dass mit Hybridkraftwerken Systemdienstleistungen mit gesicherter Verfügbarkeit regenerativ bereitgestellt werden können. Dies könnte dazu beitragen, den „Systemdienstleistungssockel“ zu reduzieren, der den ins Stromsystem integrierbaren Anteil von RES-E in einigen Jahren begrenzen könnte, wie in Kapitel V dargelegt. Ein Manko dieser Konzepte ist allerdings, dass eine regionale Optimierung des Betriebs von Stromerzeugern und -speichern dazu führt, dass überregionale großräumige Ausgleichseffekte nicht genutzt werden können, was im Ergebnis im Allgemeinen zu ökonomisch und ökologisch ineffizienter Nutzung der vorhandenen Ressourcen führt (Kap. V.6.3).

Eine ökonomische Analyse eines Hybridkraftwerks in der Konfiguration: Windkraftanlagencluster, Biomethan-Gas- und Dampf-Kraftwerk zusammen mit einem Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung kommt zum Ergebnis, dass die Stromgestehungskosten für das Jahr 2020 bei etwa 0,16 bis 0,17 Euro/kWh_{el} liegen könnten. Für den Anbau der benötigten Biomasse würde eine Fläche von etwa 200 bis 220 ha/MW (elektrisch) benötigt (Schwarz et al. 2008, S. 6).

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen nach § 64 EEG 2009, wurde die Einführung eines Kombikraftwerksbonus zur Unterstützung von regenerativen Hybridkraftwerken diskutiert. Das Ziel war dabei die Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung durch Kombination von RES-E-Anlagen mit Speichern. Eine Analyse im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums kommt jedoch zu dem Ergebnis, dass der Kombikraftwerksbonus keinen nennenswerten Nutzen für das Gesamtsystem stiften kann und gegenüber dem ebenfalls diskutierten Marktprämienmodell deutliche Nachteile hat (Consentec/r2b 2010b, S. 3). Tabelle IV.4 zeigt eine zusammenfassende Bewertung des Kombikraftwerksbonus mit der inzwischen eingeführten Marktprämie.

Tabelle IV.4

Zusammenfassende Bewertung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus

Fördermodell	EE-Technologie	bedarfsgerechte Einspeisung			Heranführung an Wettbewerbsmarkt	Mitnahmeeffekte
		Ausgleich von Angebot und Nachfrage	Vermeidung von Netzengpässen	Bereitstellung von Regelleistung		
Marktprämienmodelle	dargebotsabhängige EE steuerbare EE	o/+	o/+	Regelungen derzeit im EEG nicht vorgesehen	++	--
		++				
Kombikraftwerksbonus	dargebotsabhängige EE steuerbare EE	o	o/+	Regelungen derzeit im EEG nicht vorgesehen	o	-
		+				

o keine Veränderung gegenüber Festpreisvergütung

+ Verbesserung gegenüber Festpreisvergütung

- Verschlechterung gegenüber Festpreisvergütung

Quelle: Consentec/r2b 2010b, S. 95

3. Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen: Zwischenfazit

Ein dynamisch voranschreitender Ausbau der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien, der sich zu einem erheblichen Ausmaß auf fluktuierende Quellen stützt, macht es zwingend erforderlich, dass das Stromsystem wesentlich flexibler als in der Vergangenheit auf unterschiedliche Einspeise- und Nachfragesituationen reagieren können muss, damit die Versorgungssicherheit gewahrt bleibt.

Speicher sind dabei nur eine – wenngleich wichtige – Option zur Flexibilisierung des Stromsystems. Einen Bedarf an Speichern „an sich“ gibt es nicht. Daher sind Aussagen in der Form „bei einem Anteil fluktuierender RES-E-Erzeugung von x Prozent an der Stromerzeugung werden zum sicheren Systembetrieb y GW Speicherkapazität benötigt“ nicht sinnvoll. Die Aufgaben, die Speicher übernehmen können, sind immer auch auf anderem Wege erfüllbar – durch Flexibilisierung des (regelbaren) Kraftwerksparks, Netzausbau, Erzeugungs- und Nachfragemanagement. Die Abschätzung des zukünftigen Speicherbedarfs ist daher immer sehr voraussetzungsreich.

Insgesamt gesehen wird die Rolle, die Speicher im Stromsystem Deutschlands in den nächsten 10 bis 15 Jahren spielen werden, aus heutiger Sicht eher begrenzt sein. In der (fach)öffentlichen und politischen Diskussion wird diese Rolle derzeit eher über- als unterschätzt. Je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen könnte ein Bedarf für Stundenspeicher in einer Größenordnung von 1 bis 2 GW entstehen, zum wöchentlichen oder saisonalen Ausgleich wird bei diesem Zeithorizont kein zusätzlicher Speicherbedarf gesehen (Wietschel 2011).

Für alle Speichertechnologien gilt, dass sie im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen zumeist die teurere Option darstellen. Daher sollten aus ökonomischer Sicht die kostengünstiger erschließbaren Potenziale zuerst ausgeschöpft werden. Insbesondere stellen Speicher wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten keine Alternative zum Netzausbau dar.

Die aktuelle Entwicklung auf den Strommärkten, dass – insbesondere an Tagen mit hoher Photovoltaikeinspeisung – der Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlaststrom stark sinkt, stellt sogar die Wirtschaftlichkeit von neuen Pumpspeicherkraftwerken infrage, der ökonomisch günstigsten aller Speichertechnologien.

Eine rein ökonomische Betrachtung des Stromsystems greift allerdings zu kurz, um die zukünftige Entwicklung bei Speichern einzuschätzen. So ist es z. B. nicht auszuschließen, dass (teure) Speicher errichtet werden, weil beispielsweise der weitere Netzausbau keine gesellschaftliche Akzeptanz findet oder aber dezentrale Speicher gebaut werden, obwohl sie aus Sicht des Gesamtsystems energiewirtschaftlich zumeist ineffizient sind, wenn beispielsweise Netzparität (Stromgestehungskosten liegen auf bzw. unter dem Niveau des Endkundenstrompreises für Haushaltskunden) für Photovoltaikanlagen mit Speichern erreicht ist (ab etwa dem Jahr 2019 erwartet [Bost et al. 2011, S. 8]).

Demgegenüber sind die langfristigen Herausforderungen ab 2025 mit der Zielperspektive einer (weitgehenden) Vollversorgung mit RES-E bis etwa 2050 enorm. Aber auch in dieser langfristigen Perspektive lassen sich die Herausforderungen nicht nur mit einem massiven Ausbau von Speicherkapazitäten bewältigen. Letztlich gilt es, aus dem zur Verfügung stehenden Portfolio an Flexibilisierungsoptionen für das Stromsystem diejenige Kombination von Maßnahmen zu finden, die die langfristige Versorgungssicherheit zu den geringsten ökonomischen Kosten bei höchstmöglicher ökologischer und sozialer Verträglichkeit gewährleistet. Dies ist ein gesellschaftlich zu organisierender Suchprozess.

V. Szenarienanalyse

1. Vorgehensweise

In diesem Kapitel sollen die Wirkungen eines ambitionierten Ausbaus der erneuerbaren Energien (auf Basis der Pläne aus dem „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie“ für 2020 und dem Basisszenario der BMU-Leitstudie für 2030) auf den Stromsektor analysiert werden. Entsprechend der Aufgabenstellung des Berichts konzentriert sich die Analyse dabei auf die Lastsituation im Stromversorgungssystem: In einem ersten Schritt werden auf Basis veröffentlichter Daten zur Einspeisung der Windenergie und eigenen Modellrechnungen für die übrigen erneuerbaren Energien die stundenscharfen Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien berechnet. Aus diesen Werten wird die Residuallast, d. h. die Stromnachfrage abzüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien berechnet. Das Jahr 2010 dient hierbei als Referenzjahr für den Vergleich mit der zukünftigen Entwicklung.

Auf Grundlage der errechneten Profile und der unterstellten Szenarioentwicklung bezüglich der installierten Leistung und der Entwicklung des Stromverbrauchs wird die zukünftige Nachfrage nach konventionellen Erzeugungskapazitäten prognostiziert. Die errechneten Zeitreihen werden zur Bestimmung zentraler Parameter zur Charakterisierung des Stromversorgungssystems genutzt.

In einem weiteren Schritt werden mögliche Begrenzungen der Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems diskutiert. Den möglichen Begrenzungen werden bestehende und zeitnah verfügbare Flexibilisierungsoptionen (u. a. Speicher und internationale Kuppelstellen) gegenüber gestellt.

Die beschriebenen Flexibilisierungsoptionen werden in einem nächsten Schritt parametrisiert und im Rahmen eines Optimierungsmodells eingesetzt, um die Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems zu untersuchen. Dabei wird zwischen einer Ausgleichsstrategie, die direkt auf den Ausgleich erneuerbarer Energien zielt, und einem Ausgleich des Gesamtsystems unterschieden. Die beiden Optionen werden bezüglich ihrer Effizienz verglichen.

Die Modellierungsergebnisse werden mit einem Ausblick auf weitere mögliche Flexibilisierungsoptionen und Begrenzungen ergänzt. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.

2. Bestimmung der Einspeisepprofile im Referenzjahr

Zur Abbildung eines möglichst breiten Spektrums meteorologischer Verhältnisse werden die Analysen auf Basis der meteorologischen Zustände der Jahre 2006 bis 2010 durchgeführt. Die Jahre wurden aufgrund der Datenverfügbarkeit ausgewählt. Es ist allerdings zu erwähnen, dass es unter diesen Jahren mit 2007 nur ein gutes Wetterjahr gibt, die vier anderen Jahre brachten schlechte oder durchschnittliche Stromerträge aus erneuerbaren Energien. Die fünf meteorologischen Referenzdatensätze für die Jahre 2006 bis 2010 wurden mit den installierten Leistungen des Szenarios aus dem „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie“ skaliert, um die Leistungszeitreihen für das Referenzjahr 2010 zu bestimmen. In Abbildung V.1 ist die Dauerlinie der erneuerbaren Energien für das Jahr 2010 abgebildet.

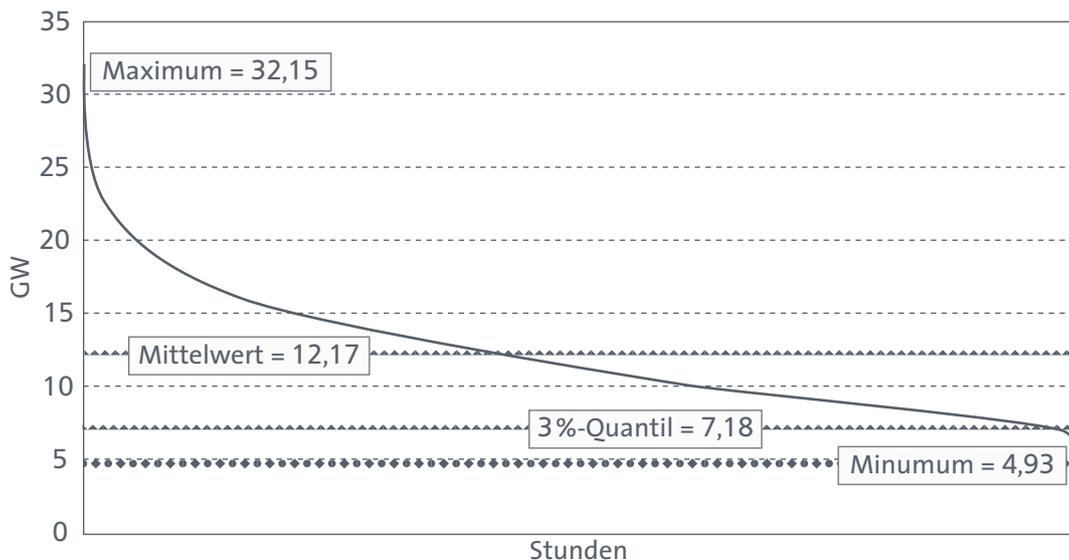
Innerhalb der Grafik sind auch einige zentrale Kenngrößen abgebildet. Die minimale Leistung, das 3-Prozent-Quantil, der Mittelwert und das Maximum der eingespeisten Leistung. Die minimale Einspeisung der Zeitreihen beträgt 4,93 GW für das Jahr 2010. Das 3-Prozent-Quantil liegt mit 7,18 GW etwas höher. Es gibt an, welche erneuerbare Leistung in nur 3 Prozent der Zeit unterschritten wird und kann daher als mögliches Kriterium für

die gesicherte Leistung dienen (Wiese 1994). Das Maximum der RES-E-Einspeisung erreicht in diesem Datensatz 32,15 GW.

Eine alleinige Betrachtung der RES-E-Einspeisung liefert jedoch nur ein unzureichendes Bild des Stromversorgungssystems. Erst durch die Berücksichtigung der Stromnachfrage kann eine aussagefähige Analyse der Anforderungen an das Stromversorgungssystem erfolgen. Ein wichtiger Indikator, der in diesem Zusammenhang verwendet wird, ist die Residuallast. Die Residuallast ergibt sich aus der Stromnachfrage abzüglich der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Darstellung der errechneten Residuallast des Jahres 2010 als Dauerlinie findet sich in Abbildung V.2. Neben dem 3-Prozent-Quantil wurde hier auch das 97-Prozent-Quantil als weiterer Indikator für den Leistungsbedarf errechnet. Die Berechnung des 97-Prozent-Quantils beruht auf der Überlegung, dass eine 100prozentige Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden kann. Das 97-Prozent-Quantil der Residuallast gibt damit in Analogie zum 3-Prozent-Quantil der erneuerbaren Leistung an, welche Residuallast in 3 Prozent der Zeit überschritten wird. Insgesamt ist zu beachten, dass bestehende Flexibilisierungsoptionen und notwendige Systemreserven in dieser Darstellung nicht berücksichtigt sind.

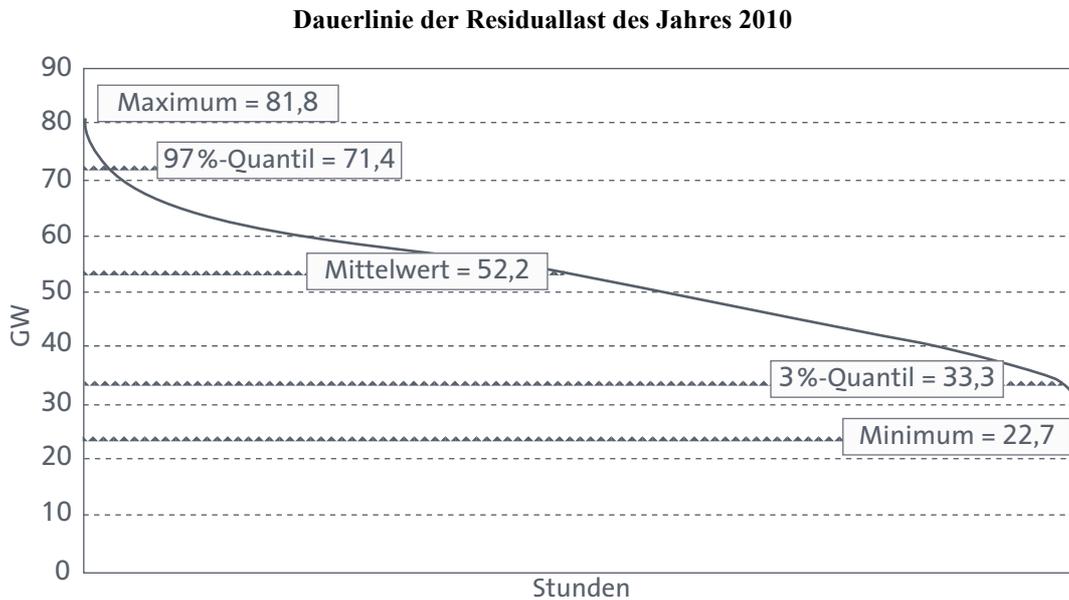
Abbildung V.1

Dauerlinie der RES-E-Einspeisung 2010



Eigene Berechnungen

Abbildung V.2



Eigene Berechnungen

3. Szenariodarstellung

Zur Analyse der Auswirkungen eines fortgesetzt ambitionierten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden für 2020 die Zielsetzungen des „Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energie“ (NREAP) und für 2030 das Szenario aus der Leitstudie 2010 des BMU verwendet. Da zwei unterschiedliche Szenarien genutzt werden, handelt es sich beim verwendeten Szenario (streng genommen) nicht um eine konsistente Entwicklung. Die Auswahl begründet sich damit, dass für 2020 die Zahlen des NREAP eine konkret geplante Entwicklung darstellen, für 2030 aus offizieller Quelle aber nur die Zahlen der Leitstudie vorliegen, bei der die Zahlen für 2020 vom NREAP abweichen. Dennoch stellen beide Szenarien einen ambitionierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar, sodass sie für eine Untersuchung der Aufnahmefähigkeit des Stromsystems sehr gut geeignet sind. Die verwendete Entwicklung der

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Tabelle V.1 dargestellt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht im Jahr 2020 einen Wert von 222 TWh und damit einen Anteil am Stromverbrauch von 42 Prozent, im Jahr 2030 einen Wert von ca. 325 TWh (Anteil am Stromverbrauch 60 Prozent). In den Szenarien wird ein großer Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien des Jahres 2030 aus Windenergie erzeugt, aber auch Photovoltaik und Biomasse leisten einen Beitrag.

Die Entwicklung der installierten Leistung ist in Tabelle V.2 dargestellt. Im Jahr 2020 wird eine installierte Leistung erneuerbarer Energien von 112 GW erreicht. Insbesondere durch das weitere Wachstum der Photovoltaik und der Windenergie steigt die installierte Leistung auf 142 GW im Jahr 2030. Die Photovoltaik erreicht mit einer installierten Leistung von über 60 GW die höchsten Werte.

Tabelle V.1

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (2010 bis 2030)

Technologie	2010 TWh	2020 TWh	2030 TWh
Wasserkraft	20,0	20,0	23,5
Windenergie (onshore)	37,3	72,7	87,0
Windenergie (offshore)	0,3	31,8	95,0
Photovoltaik	11,0	41,4	57,0
Geothermie	0,03	1,7	6,6

noch Tabelle V.1

Technologie	2010 TWh	2020 TWh	2030 TWh
Biomasse	38,0	54,7	56,1
Summe	106,7	222,2	325,2
Stromverbrauch*	564,1	534,7	542,2
EE-Anteil	19,3 %	42,0 %	60,3 %

* Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste. Abweichend von gängigen Angaben des Bruttostromverbrauchs, der auch den Pumpstromverbrauch und den Eigenverbrauch der Kraftwerke berücksichtigt, wird hier der Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste angegeben, um den tatsächlichen Bedarf an konventioneller Nettostromerzeugung zu erfassen. Zur Berechnung wurden die Werte zum Bruttostromverbrauch aus NREAP und der Leitstudie verwendet. Außerdem wurde basierend auf historischen Zahlen ein Eigenverbrauch konventioneller Kraftwerke von 8 Prozent angenommen.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Bundesregierung 2010a, BMU 2010b

Tabelle V.2

Installierte Leistung im Szenario „Ambitionierter Ausbau“

Technologie	2010 GW	2020 GW	2030 GW
Wasserkraft	4,3	4,3	4,9
Windenergie (onshore)	0,2	35,8	37,8
Windenergie (offshore)	27,5	10,0	25,0
Photovoltaik	15,8	51,8	63,0
Geothermie	0,01	0,3	1,0
Biomasse	7,1	9,6	9,9
Summe	54,9	111,8	141,7

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Bundesregierung 2010a, BMU 2010b

4. Situation des Stromversorgungssystems ohne Flexibilisierungsoptionen

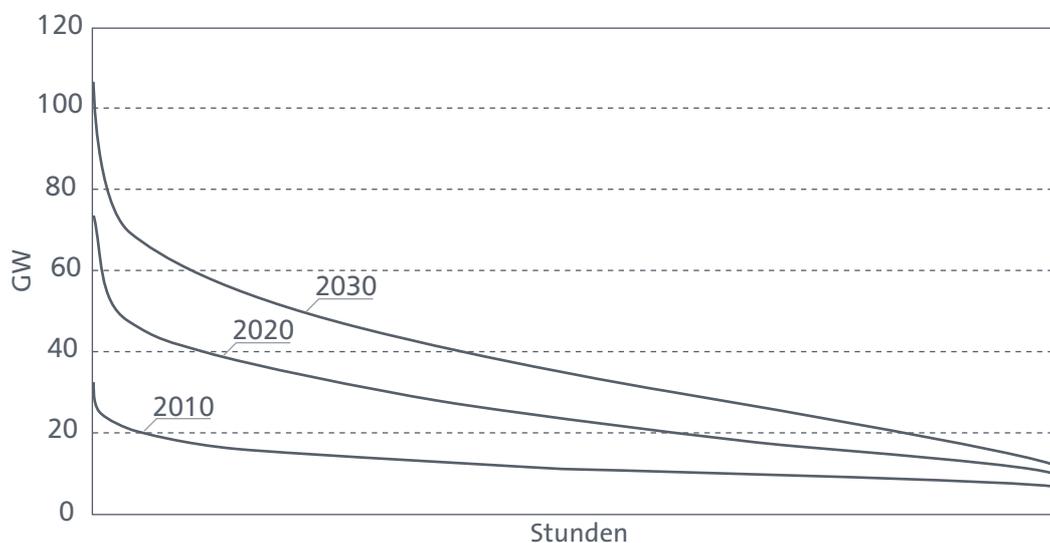
Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien verändern sich die Charakteristika des Stromversorgungssystems erheblich. Entsprechend der vorgestellten Methodik werden im Folgenden die Leistungszeitreihen für 2020 und 2030 auf Basis der Entwicklung der Stromnachfrage und der Entwicklung der erneuerbaren Energien bestimmt. In Abbildung V.3 ist die Veränderung der Jahresdauerlinie im Vergleich für die Jahre 2010, 2020 und 2030 dargestellt.

Die Darstellung der Kennzahlen in Tabelle V.3 zeigt einen deutlichen Anstieg der verwendeten Indikatoren. Der Mittelwert der Einspeiseleistung wird mehr als verdreifacht und steigt auf ca. 37,1 GW. Die minimale Einspeisung steigt auf 10,3 GW, während das 3-Prozent-Quantil der gesicherten Leistung auf 14,0 GW steigt. Die maximale Leistung steigt auf ca. 109,1 GW bis 2030.

Die Entwicklung der Jahresdauerlinie der Residuallast zeigt die Abbildung V.4. Auch hier beinhaltet die gewählte Darstellung die Kenndaten der meteorologischen Verhältnisse und der Stromnachfrage aus den Jahren 2006 bis 2010.

Die Darstellung zeigt eine deutliche Veränderung der Residuallast bis zum Jahr 2030. Als Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien sinkt die minimale Residuallast von ca. 23 GW im Jahr 2010 auf -54 GW im Jahr 2030. Die erneuerbare Stromerzeugung überschreitet also in einigen Stunden des Jahres die Stromnachfrage sehr deutlich. Im Jahr 2030 wird sogar das 3-Prozent-Quantil der Stromnachfrage negativ, d. h., in mehr als 3 Prozent der Jahrestunden besteht ein signifikanter Überschuss an erneuerbaren Energien im Verhältnis zur Nachfrage. Ebenfalls deutlich sind auch die Veränderungen der weiteren Indikatoren. Vor dem Hintergrund der Diskussion der gesicherten Leistung erneuerbarer Energien sind hier insbe-

Abbildung V.3

Dauerlinie der RES-E-Einspeisung bis 2030

Eigene Berechnungen

Tabelle V.3

Indikatoren der RES-E-Einspeisung 2010 bis 2030

	2010 GW	2020 GW	2030 GW
Minimum	4,9	8,4	10,3
3-Prozent-Quantil	7,2	11,0	14,0
Mittelwert	12,2	25,4	37,1
Maximum	32,1	73,2	109,1

Eigene Berechnungen

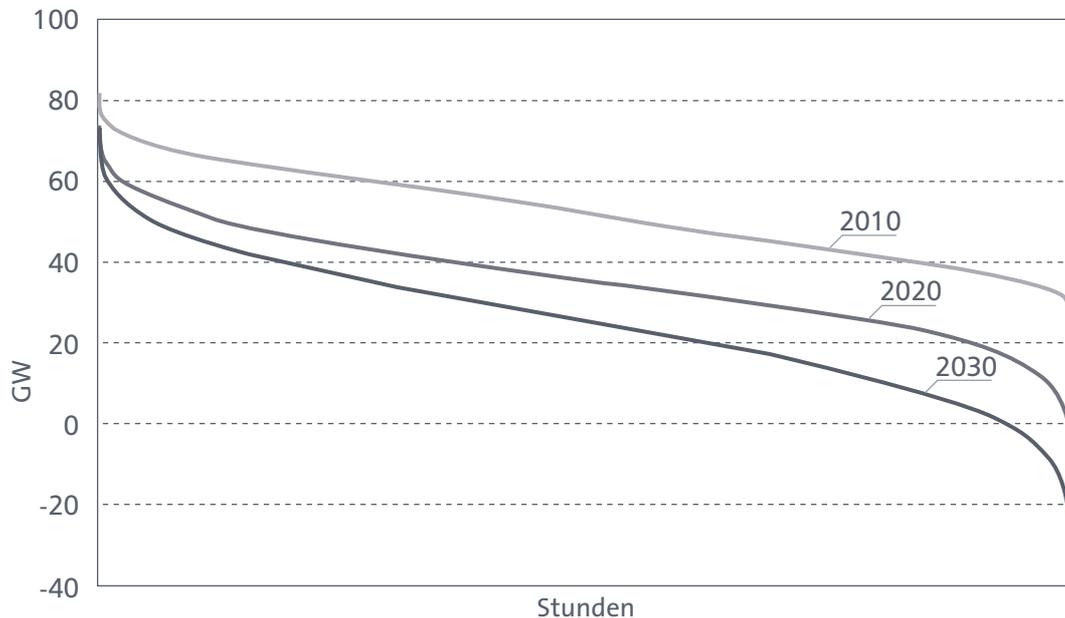
Tabelle V.4

Indikatoren der Residuallast 2010 bis 2030

	2010 GW	2020 GW	2030 GW
Minimum	22,7	-19,5	-53,9
3-Prozent-Quantil	33,3	10,6	-8,2
Mittelwert	52,2	35,7	24,8
97-Prozent-Quantil	71,4	59,7	54,8
Maximum	81,8	73,8	72,5

Eigene Berechnungen

Abbildung V.4

Dauerlinie der Residuallast 2010 bis 2030

Eigene Berechnungen

sondere die maximale Residuallast und das 97-Prozent-Quantil der Residuallast von besonderer Bedeutung. Während die minimale RES-E-Erzeugung bis zum Jahr 2030 um 4,9 GW auf ca. 10,3 GW steigt, sinkt die maximale Residuallast im gleichen Zeitraum um ca. 9 GW von 82 GW auf 73 GW. Ein noch deutlicheres Bild ergibt sich beim 97-Prozent-Quantil der Residuallast. Dieser Wert sinkt von 71 GW auf 55 GW.

Aus diesen Analysen lassen sich zwei Schlussfolgerungen ziehen:

1. Der Ausbau erneuerbarer Energien führt dazu, dass sich der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung bis 2030 signifikant reduziert, da die minimale RES-E-Erzeugung um 5 GW ansteigt und die maximale Residuallast um 9 GW sinkt. Zudem verdeutlicht die Darstellung der Jahresdauerlinien, dass auch die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks erheblich reduziert wird. Die noch benötigten konventionellen Kraftwerke werden seltener Strom produzieren, da in vielen Stunden ein großer Anteil des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energieträger gedeckt wird, was unter anderem durch die starke Reduktion des Mittelwerts der Residuallast um fast 28 GW deutlich wird.
2. Die RES-E-Einspeisung übersteigt in immer mehr Stunden die Stromnachfrage. Während dieser Effekt im Jahr 2020 nur in 0,4 Prozent der Zeit auftritt, steigt der Wert für 2030 auf 7,5 Prozent oder ca. 650 Stunden im Jahr. Die Summe der Überproduktion liegt im Jahr 2020 im Bereich von 0,2 TWh und steigt bis 2030 auf ca. 5,8 TWh.

5. Begrenzungen und Flexibilisierungsoptionen

Aus diesen Ergebnissen resultieren zwei zentrale Fragen im Zusammenhang mit der Integration erneuerbarer Energien, die im Folgenden näher untersucht werden.

- Wo liegen die Grenzen der Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems?
- Wie kann ggf. die Flexibilität des Stromversorgungssystems erhöht werden, um die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern?

Um diese Fragen realistisch zu beantworten, müssen tatsächliche Eigenschaften des Stromsystems beachtet werden, die bisher nicht berücksichtigt wurden. Zum einen gibt es im Stromversorgungssystem bereits einige Flexibilisierungsoptionen wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke. Zum anderen bestehen zusätzliche Begrenzungen der Aufnahmefähigkeit, die z. B. durch die notwendige Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelleistung. Diese Aspekte werden im folgenden Teilkapitel erläutert.

5.1 Systemdienstleistungen

Im Zusammenhang möglicher Überproduktion durch erneuerbare Energien sind insbesondere die kurzfristigen Reserven zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelung von besonderer Bedeutung. Aufgrund der geforderten schnellen Bereitstellung der Leistung wird diese z. T. durch angedrosselte Kraftwerke erbracht. Diese Kraftwerke können dann in Zeiten hoher RES-E-Einspeisung nicht vom Netz genommen werden. Mittelfristig ist

es denkbar, dass die Systemdienstleistungen in solchen Fällen auch von erneuerbaren Energien erbracht werden. Auf die Weise könnten die Flexibilität und die Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems weiter erhöht werden.

Der Bedarf an Minutenreserve und Ausfallreserve beeinträchtigt die Aufnahmefähigkeit des Systems für hohe Stromproduktion nicht, da die hierzu benötigte Leistung auch von schnell startenden Kraftwerken erbracht werden kann.

Bei der folgenden Berechnung wurde die von den Netzbetreibern im Jahr 2011 ausgeschriebene Reserveleistung genutzt. Der Bedarf an Primärregelleistung lag in diesem Zeitraum bei 612 MW (regelleistung.net). Mit Bedarf von maximal ca. 2 200 MW fiel die Sekundärregelleistung etwas höher aus.²³ Auf Basis der geforderten Regelungsgeschwindigkeiten der jeweiligen Reserven und typischen Kenndaten thermischer Kraftwerke lässt sich die minimal notwendige Einspeisung thermischer Kraftwerke abschätzen. Unter der Annahme Regelungsgeschwindigkeit von 4 Prozent der Nennleistung pro Minute (Hundt et al. 2010, S. 23), einer minimalen Kraftwerksleistung von 40 Prozent²⁴, sowie einer technischen Verfügbarkeit von 95 Prozent ergibt sich als Maximalschätzung für den Kraftwerksleistungsbedarf der Systemregelung ein Wert von 19,9 GW. Davon entfallen ca. 13,5 GW auf die Primärregelleistung und ca. 6,4 GW auf die Sekundärregelleistung bei Bereitstellung der Reserven durch getrennte Kraftwerke. Diese Werte können als Maximalschätzung betrachtet werden. Dies soll im Folgenden kurz erläutert werden.

Nimmt man an, dass die gesamte Sekundärregelung durch Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt wird, sinkt die notwendige Gesamtleistung konventioneller Kraftwerke zur Bereitstellung der verbleibenden Regelleistung auf

²³ 2010 lag die ausgeschriebene Primärregelleistung bei 623 MW, der Bedarf an positiver Sekundärregelleistung im Durchschnitt bei 2,4 GW und an negativer Sekundärregelleistung bei 2,2 GW.

²⁴ Um den Bedarf an konventioneller Sockelleistung zu errechnen, sind folgende Schritte notwendig: Zunächst wird der Betriebspunkt der Kraftwerke für Primär- und Sekundärregelleistung berechnet. In den 30 Sekunden, nach denen die volle Primärregelleistung zur Verfügung stehen soll, kann ein Kraftwerk seine Leistung um 2 Prozent verändern, bei der Sekundärregelung (5 Minuten) um 20 Prozent. Daraus ergibt sich für die Primärregelung ein Betriebspunkt von 42 Prozent (40 + 2 Prozent) und für die Sekundärregelung von 60 Prozent (40 + 20). Die Bedarfe an Primär- und Sekundärregelung müssen dann durch die 2 Prozent bzw. 20 Prozent geteilt werden, um die Mindestleistung der konventionellen Kraftwerke, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Bereitstellung der Reserve am Netz sein muss, zu errechnen. Skaliert man diese Werte mit dem Betriebspunkt sowie der technischen Verfügbarkeit, so ergibt sich der Bedarf an installierter konventioneller Leistung.

13,5 GW. Der Einsatz von Laufwasserkraftwerken in der Primärregelung ermöglicht eine weitere Verringerung der Sockelleistung. Unter der konservativen Annahme, dass Pumpspeicherkraftwerke nur ca. 2 GW²⁵ des Bedarfs an Sekundärregelleistung abdecken, ergibt sich eine thermische Sockelleistung von 14,2 GW. Höhere Regelungsgeschwindigkeiten und gemeinsame Erbringung von Primär- und Sekundärregelung aus einem Kraftwerkspool können ebenfalls zu einer Senkung des Bedarfs führen. Aufgrund der großen Unsicherheiten werden im Rahmen der Analyse die möglichen Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit der Sockelleistung angegeben. Dabei wird die Sockelleistung im Bereich von 0 bis 17,5 GW variiert.

5.2 Bestehende Flexibilisierungsoptionen

5.2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Zu den bestehenden Flexibilisierungsoptionen des Kraftwerksparks in Deutschland gehören Pumpspeicherkraftwerke. Sie können eingesetzt werden, um Regelenergie bereitzustellen oder Strom zum Zeitpunkt niedriger Preise zu speichern und zum Zeitpunkt hoher Preise abzugeben. Somit erhöhen Pumpspeicherkraftwerke die Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems. Die installierte Leistung deutscher Pumpspeicherkraftwerke liegt im Bereich von ca. 7 GW (Bundesregierung 2011, S. 2). Das Speichervolumen dieser Kraftwerke liegt im Bereich von 0,3 TWh. Zusätzlich existiert in Huntorf ein Druckluftspeicherkraftwerk mit einer Verdichterleistung von 68 MW (E.ON 2012).

5.2.2 Europäischer Stromaustausch

Eine weitere Flexibilisierungsoption ist der Stromtransport ins Ausland. Kuppelstellen ins Ausland schaffen die Möglichkeit, die fluktuierende Einspeisung über größere Distanzen hinweg auszugleichen. Eine Übersicht über die Übertragungskapazitäten findet sich in Tabelle V.5. Im Rahmen der Integration der europäischen Strommärkte ist davon auszugehen, dass die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern weiter ausgebaut werden. Bei der weiteren Analyse muss jedoch berücksichtigt werden, dass bei starker Windenergieeinspeisung in Deutschland nicht alle Exportkapazitäten zur Verfügung stehen, da in einigen Nachbarländern in dieser Zeit ggf. auch eine hohe Einspeisung aus Windenergie vorhanden ist.

²⁵ Denkbar ist auch ein deutlich höherer Anteil der Pumpspeicherkraftwerke an der Sekundärregelleistung. Der Wert von 2 GW ist als konservativer Wert zu betrachten, um mögliche Restriktionen z. B. durch die Netztopologie abzudecken.

Tabelle V.5

Übertragungskapazitäten ins Ausland

Land	Exportkapazität in MW	Importkapazität in MW
AT	1.500	1.400
CH	1.700	4.400
CZ	800	2.250
DK	1.500	2.050
FR	2.400	2.500
NL	4.000	3.900
PL	800	1.200
SE	600	600
Summe	11.800	16.900

Quelle: ETSO 2008

5.3 Geplanter Ausbau der bestehenden Flexibilisierungsoptionen bis 2020

Derzeit befindet sich in Deutschland das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im Schwarzwald in Planung. Die Schluchseerwerke AG plant die Fertigstellung des Kraftwerks bis 2020. Die geplanten Kenndaten sind: Leistung: 1,4 GW, Speichervolumen 13 GWh, Kosten: ca. 1 Mrd. Euro. Aufgrund der erheblichen Leistung wird dieses Kraftwerk die Flexibilität des Stromversorgungssystems weiter erhöhen (Schluchseerwerke AG 2012).²⁶

Eine weitere Flexibilisierung des Stromversorgungssystems ergibt sich durch eine verstärkte Anbindung an das skandinavische Stromnetz (Kap. IV.2.4). Konkret werden derzeit zwei Kabelanbindungen von Deutschland nach Norwegen geplant (NorGer u. NORD.LINK). Für das Projekt NorGer liegen detaillierte Informationen vor. Bis zum Jahr 2015 (geplante Inbetriebnahme) soll für eine Investition von ca. 1,4 Mrd. Euro eine Leitung mit der Kapazität von 1 400 MW durch die Nordsee verlegt werden. Das Projekt NORD.LINK gibt ebenfalls eine installierte Leistung von 1 400 MW an. Norwegen ist für die Flexibi-

lisierung des Stromversorgungssystems besonders interessant, da das Land über die größten Speicherkapazitäten Europas verfügt. Bei einer installierten Wasserkraftleistung von ca. 28,5 GW (Platts 2007) besteht ein maximales Speichervolumen von 84 TWh (Nord Pool 2012). Zusammen mit Schweden ergibt sich sogar ein Speichervolumen von 118 TWh (Nord Pool 2012). Diese großen Speichervolumina eröffnen die Möglichkeit, überschüssige Strommengen aus Windkraft auch über längere Zeiträume zu speichern.

Neben dem Neubau von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland werden derzeit in den europäischen Nachbarländern weitere Flexibilisierungsoptionen durch die Aufrüstung bestehender Kraftwerke, insbesondere der Umrüstung von Laufwasserkraftwerken zu Pumpspeicherkraftwerken, erschlossen. In Österreich, Luxemburg und der Schweiz sind Projekte mit einer Leistung von ca. 2,7 GW bis 2015 in Planung. Eine Übersicht findet sich in Tabelle V.6.

Insgesamt zeigt die Übersicht der analysierten Projekte, dass innerhalb Deutschlands bzw. den angrenzenden Netzregionen Flexibilisierungsoptionen in der Größenordnung mit einer Kapazität von ca. 5,5 GW (im Falle der Realisierung nur einer HGÜ-Verbindung nach Norwegen) bis 6,9 GW bis zum Jahr 2020 entstehen. Diese Größen sind als konservativ anzusehen, da im benachbarten Ausland sowie in Deutschland bis 2020 noch weitere Pumpspeicher in Planung sind. Außerdem könnten auch andere Flexibilisierungsoptionen an Bedeutung gewinnen, die im Anschluss an die Modellierung kurz vorgestellt werden.

²⁶ Außerdem ist bis 2015/2016 die Erweiterung eines bestehenden Pumpspeichers (Waldeck II) um 300 MW bereits genehmigt. Zwei weitere befinden sich im Genehmigungsverfahren (Simmerrath 640 MW und Neth 390 MW) mit einer Inbetriebnahme voraussichtlich bis 2019. Weitere Erweiterungen und Neuinstallationen (zusammen > 2 GW) befinden sich in früheren Planungsphasen (BDEW 2012). Der hier berücksichtigte Ausbau kann also als konservativ bezeichnet werden.

Tabelle V.6

Ausbauplanungen für Pumpspeicherkraftwerke in Nachbarländern

Land	Projekt	Leistung in MW	Fertigstellung
Luxemburg	Vianden	200	2013
Österreich	Limberg II	480	2011
Österreich	Reißeck II	430	2014
Schweiz	Nant de Drance	600	2014
Schweiz	Linth Limmern	1.000	2015

Quelle: Alpiq 2010; Axpo 2010; Verbund 2010a u. 2010b

6. Parametrisierung der Flexibilisierungsoptionen

Im Folgenden sollen die Flexibilisierungsoptionen für die modellgestützte Analyse parametrisiert werden. Es werden dabei nur die zuvor beschriebenen bestehenden und geplanten Flexibilisierungsoptionen berücksichtigt und zu diesem Zweck als Speicher mit folgenden Charakteristika betrachtet (Tabelle V.7).

Im Rahmen der Szenarioanalyse wird davon ausgegangen, dass ca. 2,5 GW der deutschen Pumpspeicherkraftwerke zur Erbringung der Sekundärregelung gebunden sind. Die verbleibende Leistung von ca. 4 GW steht zum Ausgleich des Stromversorgungssystems zur Verfügung. Für die Anbindung an Österreich und die Schweiz (An-

bindung Alpin) wird angenommen, dass die gesamte derzeit schon installierte Kuppelkapazität für zehn Stunden dauerhaft genutzt werden kann. Als Gesamtwirkungsgrad für Transport und Speicherung wird ein konservativer Wert von 70 Prozent angenommen. Im Falle einer Verdrängung reiner Stromerzeugung aus Speichern bzw. konventionellen Kraftwerken, dürfte der Wirkungsgrad bei über 90 Prozent liegen.²⁷ Für die Nutzungsdauer der

²⁷ Die 70 Prozent ergeben sich aus dem Wirkungsgrad des Pumpspeichers (max. 81 Prozent) abzüglich der Netzverluste (DE gesamt 5 Prozent, verdoppelt wegen Hin- und Rücktransport). Der Wert ist sehr konservativ, da die 5 Prozent auch die Verteilnetzebene einschließen, bei Hin- und Rücktransport von Strom nach Österreich sind eigentlich nur ca. 4 Prozent Verlust zu erwarten. Bei den 90 Prozent werden nur die Netzverluste berücksichtigt.

Tabelle V.7

Kenndaten der Flexibilisierungsoptionen in der Szenarioanalyse

Technologie	reale Leistung MW	simulierte Leistung MW	simulierter Speicher GWh	simulierter Wirkungsgrad %
Pumpspeicher DE	6.500	4.000	200	75
Pumpspeicher LU	1.040	1.040	5	75
Anbindung Alpin	3.200	3.200	32	70
Anbindung SE	600	600	6	70
Anbindung FR, NL	6.400	2.000	48	90
Anbindung DK, CZ, PL	3.100	0	0	90
<i>geplante Projekte</i>				
Pumpspeicher Atdorf	1.400	1.400	13	81
NorGer	1.400	1.400	34	70
NORD.LINK	1.400	0	0	70
Summe	25.040	13.640	338	

Eigene Berechnungen

Übertragungsleitungen nach Schweden und Norwegen (Anbindung SE) wird ebenfalls mit einer maximalen Nutzungsdauer von zehn Stunden ein sehr vorsichtiger Wert angenommen. Der hohe Strombedarf und die großen Speicherkapazitäten in Norwegen lassen vermutlich eine deutliche längere Nutzung zu. Für die Kuppelstellen nach Frankreich und Niederlande wird von einer dauerhaften Nutzung von 24 Stunden ausgegangen. Allerdings wird die zulässige Austauschleistung auf einen sehr konservativen Wert von 2 000 MW reduziert. Da in diesem Fall ein reiner Stromtransport unterstellt wird, wird ein Wirkungsgrad von 90 Prozent angenommen. Insgesamt können die Annahmen in diesem Szenario als sehr konservativ bezüglich der nutzbaren Leistung, der Wirkungsgrade und der maximalen Nutzungsdauern betrachtet werden.

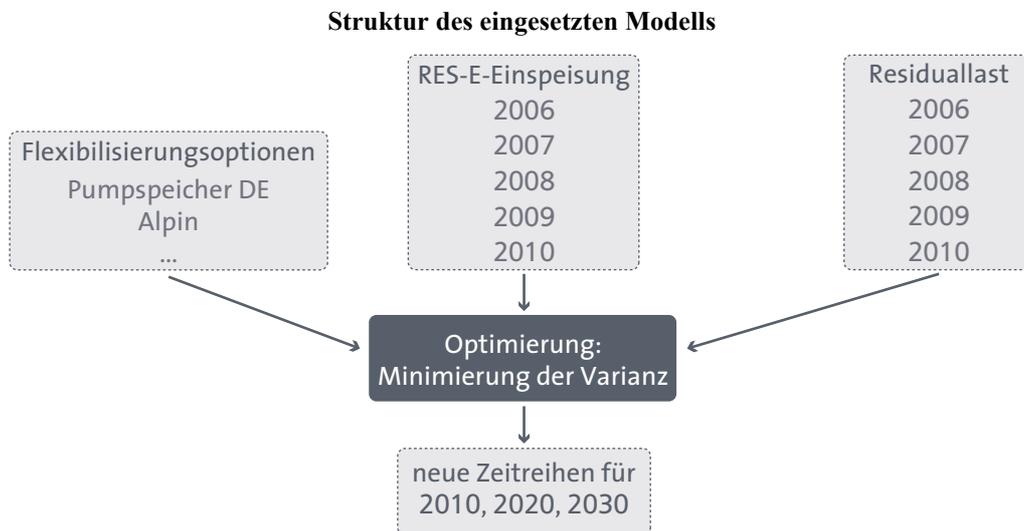
In der folgenden Modellierung werden die dargestellten Flexibilisierungsoptionen genutzt, um die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern. Dazu gibt es grundsätzlich zwei Optionen – eine Glättung der Residuallast und eine Glättung der RES-E-Einspeisung. Die Glättung der Restnachfrage zielt auf eine Optimierung des Gesamtsystems mit dem Grundgedanken, Stromangebot und -nachfrage möglichst effizient über die Strommärkte zum Ausgleich zu bringen. Die Glättung der RES-E-Einspeisung

verfolgt die Philosophie, die erneuerbaren Energien grundlastfähig zu machen. Beide Optionen werden im Folgenden modelliert, um sie hinsichtlich der erreichten Effektivität und Effizienz bei der Verbesserung der Aufnahmefähigkeit des Systems vergleichen und bewerten zu können.

6.1 Beschreibung des Modellierungsansatzes

Der Einsatz der Speicher wird mithilfe eines Computermodells abgebildet, das auf der Optimierungssoftware GAMS basiert. Auf der Grundlage der hinterlegten stundenscharfen Leistungszeitreihe für die fünf Referenzjahre setzt das Optimierungsmodell die Speicher mit dem Ziel ein, die Varianz der Zeitreihe zu minimieren. Die Optimierung berücksichtigt dabei als Nebenbedingungen das Speichervolumen, die Leistung und den Wirkungsgrad. Aufgrund des erheblichen Rechenaufwandes erfolgt die Berechnung für jedes einzelne Jahr getrennt. Die Ergebnisse der fünf Jahre werden aneinandergereiht, sodass die dargestellten Dauerlinien die stündlichen Wetter- und Verbrauchsdaten enthalten. Diese zusammenhängende Zeitreihe wird dann für die weiteren Analysen verwendet (Abbildung V.5).

Abbildung V.5



Eigene Darstellung

6.2 Ergebnisse zur Glättung der Residuallast

Die zentralen Indikatoren der Modellierungsergebnisse zur Strategie, die Flexibilisierungsoptionen zur Glättung der Residuallast einzusetzen (Abbildung V.6) sind in Tabelle V.8 zusammengefasst. Ein Vergleich mit den Ergebnissen ohne Glättung (Tabelle V.4) zeigt eine Reduzierung der Überproduktion durch erneuerbare Energien (abhängig von der angenommenen Sockelleistung) sowie eine weitere Reduzierung des Bedarfs an konventioneller Leistung.

Der Mittelwert der Residuallast sinkt bis 2030 auf 24,3 GW, was sehr nahe am Mittelwert ohne Glättung von 24,8 GW liegt. Die für die Auslegung des Kraftwerksparks relevanten Größen des 97-Prozent-Quantils der Residuallast und der maximalen Residuallast sinken bis zum Jahr 2030 auf 47,3 GW bzw. 60,9 GW. Ohne Einsatz der Flexibilisierungsoptionen liegen diese Werte mit 54,8 bzw. 72,5 GW erheblich höher (Tabelle V.4). Für die Berechnung der benötigten konventionellen Kraftwerkskapazität ist zu beachten, dass eventuell zusätzliche Reserven für Systemdienstleistungen und Kraftwerksausfälle vorgehalten werden müssen (Diskussion zur Sockelleistung im Folgenden).

Insgesamt sinkt die Auslastung des Kraftwerksparks deutlich. Bezeichnet man Kraftwerke, die mehr als 7 000 Stunden pro Jahr, also mehr als 80 Prozent der Zeit benötigt werden, als Grundlastkraftwerke, so sinkt der Grundlastbedarf im modellierten System von ca. 45 GW im Jahr 2010 über ca. 31,5 GW im Jahr 2020 auf nur ca. 15,5 GW im Jahr 2030. Der starre Begriff der Grundlast, der aus den Zeiten vor der Liberalisierung des Stromsektors stammt, wird durch die notwendige Flexibilisierung des Kraftwerksparks zunehmend aufgehoben.

Ein weiterer wichtiger Aspekt im Rahmen der Analyse der Zeitreihe ist eine mögliche Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, der zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. In Tabelle V.9 ist diese nach Berücksichtigung der Optimierung der Flexibilisierungsoptionen im Szenario dargestellt. Im Jahr 2010 treten selbst bei der höchsten konventionellen Sockelleistung keine Überschüsse auf. Im Jahr 2020 bleiben die Überschüsse bis zu einer Sockelleistung von 15 GW unter 1 TWh. Bei der maximalen Sockelleistung von 17,5 GW kommt es zu einer geringen Überproduktion von 1,6 TWh bzw. 0,1 Prozent der RES-E-Stromerzeugung. Im Jahr 2030 treten erhebliche Überschüsse auf. Bei der maximalen Sockelleistung von 17,5 GW beträgt der Überschuss ca. 25,2 TWh bzw. 7,7 Prozent der RES-E-Stromerzeugung. Gelingt es jedoch mittels Pumpspeicherkraftwerken, erneuerbaren Energien und schnell regelbaren Kraftwerken die konventionelle Sockelleistung auf 0 bzw. 5 GW zu senken, beträgt die Überproduktion lediglich 2,4 TWh (0,7 Prozent) bzw. 4,4 TWh (1,4 Prozent).

Aus diesen Ergebnissen lassen sich zwei zentrale Herausforderungen für ein Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien ableiten: Zum einen müssen konventionelle Kraftwerke mit erheblich geringeren Auslastungsgraden kalkulieren, zum anderen muss die Bereitstellung der Systemdienstleistungen im Stromversorgungssystem durch eine möglichst geringe konventionelle Kraftwerksleistung erfolgen, um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu ermöglichen und Überproduktion zu vermeiden. Zentrale Optionen in diesem Zusammenhang sind schnell regelbare Kraftwerke und hohe Anteile von Wasserkraft, Pumpspeichern, Biomasse und gegebenenfalls auch Windenergie an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

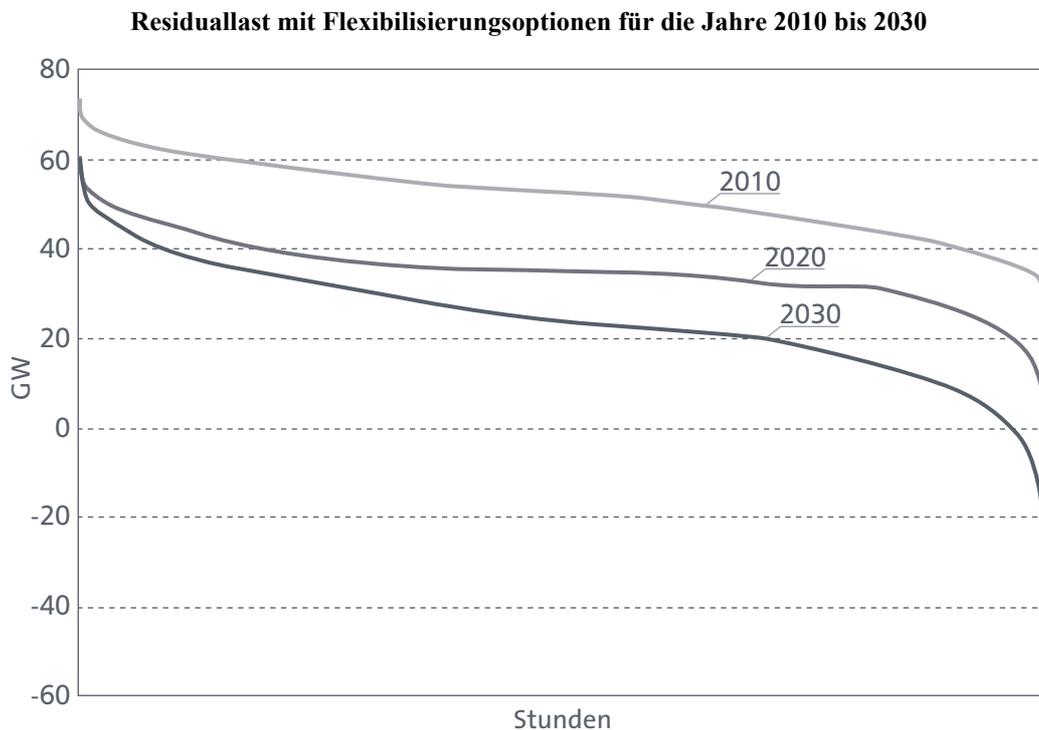
Tabelle V.8

Indikatoren der Residuallast nach der Optimierung

	2010 GW	2020 GW	2030 GW
Minimum	26,0	-9,5	-43,9
3-Prozent-Quantil	36,5	19,0	-1,4
Mittelwert	51,8	35,2	24,3
97-Prozent-Quantil	65,2	50,1	47,3
Maximum	72,8	62,2	60,9

Eigene Berechnungen

Abbildung V.6



Eigene Berechnungen

Tabelle V.9

Überproduktion von RES-E-Strom

minimale Sockelleistung GW	2010 TWh	2020 TWh	2030 TWh
0	0,00	0,01	2,37
5.000	0,00	0,05	4,40
10.000	0,00	0,18	8,10
15.000	0,00	0,58	14,63
17.500	0,00	1,61	25,19

Eigene Berechnungen

6.3 Ergebnisse zur Glättung der RES-E-Einspeisung

Eine weitere Option zur Integration erneuerbarer Energien ist die Strategie, die RES-E-Einspeisung selbst durch den Einsatz von Flexibilisierungsoptionen zu glätten. Beispiele für Instrumente, mit denen diese Strategie verfolgt werden kann, sind die Förderung des Photovoltaikdirektverbrauchs, um den Bau von Speichern anzureizen oder die Gewährung eines Kombikraftwerksbonus. Zur Untersuchung der Auswirkungen einer solchen Strategie wird das entwickelte Computermodell mit der Maßgabe eingesetzt, die RES-E-Einspeisung mit den verfügbaren Speichern zu glätten. Im Folgenden sollen die Wirkungen dieser Speichereinsatzstrategie mit dem Speichereinsatz zur Glättung der Residuallast verglichen werden. Da letztlich die Residuallast die zentrale Kenngröße für den Einsatz des Kraftwerksparks ist, erfolgt der Vergleich auf der Basis der für beide Strategien berechneten Kenngrößen für die Residuallast (Tabelle V.10).

Im untersuchten Datensatz ergeben sich insbesondere Unterschiede bei der maximalen Residuallast und dem 97-Prozent-Quantil der Residuallast. Beide Werte können als erste Indikatoren für den Kraftwerksbedarf angesehen werden. Im Falle einer reinen Glättung der RES-E-Ein-

speisung besteht ein deutlich höherer Kraftwerksbedarf als im Falle einer Optimierung der Residuallast. Der Unterschied beträgt ca. 11,6 GW in der Maximallast und rund 6 GW beim 97-Prozent-Quantil. Unterstellt man, dass die zusätzliche Maximallast durch Gasturbinen aufgebracht werden müsste, führt eine zusätzlich benötigte Leistung von 6 GW zu zusätzlichen jährlichen Kosten von ca. 200 Mio. Euro.²⁸ Die durch das 3-Prozent-Quantil ausgedrückte Überschussproduktion aus erneuerbaren Energien wird bei einer Glättung der Residuallast deutlich reduziert.²⁹

Außerdem kommt es bei reiner Optimierung der RES-E-Produktion trotz der geringeren Überproduktion im Minimum häufiger zu einer Situation, bei der die Produktion aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt. In Tabelle V.11 ist der Vergleich der Überproduktion für beide Optimierungsstrategien und die unterschiedlichen Sockelleistungen dargestellt.

²⁸ Annahmen: Investition 396 Euro/kW, 6 Prozent Zins, 20 Jahre Laufzeit.

²⁹ Die minimale Residuallast fällt im Falle der Glättung der RES-E-Produktion geringer aus. Dieses Ergebnis tritt auf, da die genutzte Optimierungsfunktion nicht auf die Maximierung des absoluten Minimums der Residuallast ausgelegt ist. Dies hat keine Relevanz für die Interpretation des Gesamtergebnisses.

Tabelle V.10

Wirkung unterschiedlicher Optimierungsstrategien auf die Residuallast

	Optimierung Residuallast	Optimierung RES-E
	2030 GW	2030 GW
Minimum	-43,9	-42,3
3-Prozent-Quantil	-1,4	-3,5
Mittelwert	24,3	25,1
97-Prozent-Quantil	47,3	53,1
Maximum	60,9	72,5

Eigene Berechnungen

Tabelle V.11

Überproduktion in Abhängigkeit von der Optimierungsstrategie

minimale konventionelle Sockelleistung MW	Optimierung RES-E	Optimierung Residuallast
	2030 TWh	2030 TWh
0	4,25	2,37
5.000	7,90	4,40
10.000	14,30	8,10

Eigene Berechnungen

Es zeigt sich, dass je nach unterstellter Sockelleistung ein deutlicher Unterschied in der Überproduktion entsteht. Im Falle einer reinen RES-E-Glättung müssen zwischen 2 und 6,2 TWh mehr erneuerbare Stromproduktion abge-regelt werden. Je nach Strompreis entsteht für jede abge-regelte TWh ein Wertverlust von 50 bis 100 Mio. Euro. Insgesamt zeigt sich also, dass die Strategie, Flexibilisie-rungsoptionen einzusetzen, damit die RES-E-Einspeisung geglättet wird und sich hierdurch die erneuerbaren Ener-gien „selbst ausregeln“, ökonomisch ineffizient ist. Dabei ist zur berücksichtigen, dass das gewählte Beispiel der Glättung der gesamten RES-E-Einspeisung noch eine vergleichsweise effiziente Strategie ist. Der ökonomische Effizienzverlust nimmt mit kleinerem Bilanzraum zu, da Ausgleichseffekte zwischen verschiedenen Regionen nicht mehr genutzt werden können. Der Extremfall der Strategie der Glättung der Einspeisung einer einzelnen Anlage z. B. durch einen Speicher wird dabei zu deutlich höheren Kosten führen.

Die Modellierung zeigt demnach, dass die Option, die Flexibilisierungsoptionen zur Glättung der RES-E-Ein-speisung zu nutzen, ineffizient ist. Sie führt häufiger zu Situationen, in denen die Stromerzeugung aus erneuerba-ren Energien die Nachfrage übersteigt und zudem eine höhere konventionelle Leistung erfordert. Eine Nutzung der Flexibilisierungsoptionen zur Glättung der Residual-nachfrage sollte daher angestrebt werden.

6.4 Netzengpässe als weitere Begrenzung

Eine weitere Begrenzung innerhalb des Stromversor-gungssystems können Netzengpässe sein, die den inner-deutschen Stromtransport beschränken. In der Modellie-rung wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass dauerhaft keine erheblichen Einschränkungen im inner-deutschen Stromtransport bestehen, da eine genaue Ana-lyse der Übertragungsnetze mit erheblichem Aufwand verbunden ist. Die Analyse der Netzsituation ist Gegen-stand der DENA-Netzstudien auf nationaler Ebene und des „Ten Year Network Development Plans“ auf interna-tionaler Ebene, die unter Beteiligung der Übertragungs-netzbetreiber erstellt wurden (DENA 2005 und 2010a; ENTSO-E 2010). Beide Studien ergaben einen hohen Be-darf an neuen Netzkapazitäten, um die erhöhte Einspei-sung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Dauerhaft bestehende Netzengpässe würden zu erheblichen Ein-schränkungen der Flexibilität und Aufnahmefähigkeit des Stromversorgungssystems führen.

7. Kernergebnisse der Analyse

Die Analysen zeigen, dass hohe Anteile erneuerbarer Energien, wie im ambitionierten Ausbauszenario der Bundesregierung vorgesehen, in das Stromversorgungssystem integriert werden können. In der Analyse wird allerdings vorausgesetzt, dass die notwendige Netzinfra-struktur für den innerdeutschen Stromtransport bereitge-stellt wird.

Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 40 bis 50 Prozent ist auf Basis ver-fügbarer und geplanter Flexibilisierungsoptionen mög-lich. Dieses Ergebnis deckt sich mit anderen Studien (Hundt et al. 2010, Fraunhofer IWES 2009), die für unter-schiedliche Auftraggeber erstellt wurden. Eine weitere Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien ist eben-falls möglich. Eine solche Entwicklung setzt allerdings voraus, dass die notwendigen Systemdienstleistungen, insbesondere die Vorhaltung von Regelleistung, mit mög-lichst geringem Einsatz konventioneller Kraftwerke er-bracht werden können. Abhängig vom Anteil der System-dienstleistungen, die durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden können, beträgt die im Jahr 2030 er-zeuigte Überschussproduktion zwischen etwa 1 TWh und zweistelligen TWh-Mengen.

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat auch erhebliche Auswirkungen auf die konventionellen Kraftwerke. Zwar werden diese weiterhin benötigt, um den verbleibenden Anteil der Stromnachfrage im Jahr 2030 zu decken. Al-lerdings sinken sowohl der Leistungsbedarf als auch die Auslastung für diese Kraftwerke deutlich ab. Der starre Begriff der Grundlast, der aus den Zeiten vor der Libera-lisierung des Stromsektors stammt, wird durch die notwendige Flexibilisierung des Kraftwerksparks zuneh-mend aufgehoben. Der Markt für sogenannte Grundlast-kraftwerke mit hoher Auslastung wird durch den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich geringer – im Szenario sinkt er bis 2030 auf nur 6 GW. Eine Gegenüberstellung mit der derzeit installierten Bruttoleistung klassischer als Grundlastkraftwerke bezeichneter Braunkohle- und Kern-energiekraftwerke von ca. 29 GW (Bundesnetzagentur 2011) verdeutlicht die Entwicklung. Kraftwerksneubau-ten und bestehende Kraftwerke werden mit erheblich re-duzierten Auslastungen kalkulieren müssen, die beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien auch nach 2030 weiter sinken werden. Das wird insbesondere Auswirkun-gen auf die Rentabilität der unterschiedlichen Kraftwerks-typen haben. Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksneu-bauten mit hohen Kapitalkosten wird sich ohne weitere Eingriffe in den Markt im Vergleich zu Kraftwerken mit niedrigeren Kapitalkosten verschlechtern.

Ein weiteres zentrales Ergebnis der Analysen ist, dass eine ökonomisch effiziente Integration erneuerbarer Energien die Glättung der residualen Gesamtnachfrage anstreben sollte. Der Ansatz, Flexibilisierungsoptionen, wie z. B. Speicher, nur zur Glättung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien einzusetzen, führt zu ineffizienten Lösungen. Eine ökonomisch effiziente Integration der er-neuerbaren Energien benötigt einen großen geografischen Bilanzraum mit entsprechenden Stromtransportkapazitäten und einer Orientierung des Speichereinsatzes an der Situation des Gesamtsystems (Angebot und Nachfrage). Außerdem zeigt die Analyse, dass mehr Flexibilisie-rungsoptionen im System erheblich zur Reduktion des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken, aber auch zur Minimierung der Abregelung von erneuerbaren Energien beitragen.

VI. Internationale Erfahrungen

Mit einem Anteil von 20 Prozent erneuerbarer Energien an der Stromversorgung liegt Deutschland weltweit unter den Spitzenreitern, übertroffen nur von Ländern mit großen Wasserkraftpotenzialen (z. B. Norwegen, Österreich, Schweiz u. a.). Dennoch kann ein Blick auf die Erfahrungen anderer Länder helfen, Strategien zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu optimieren.

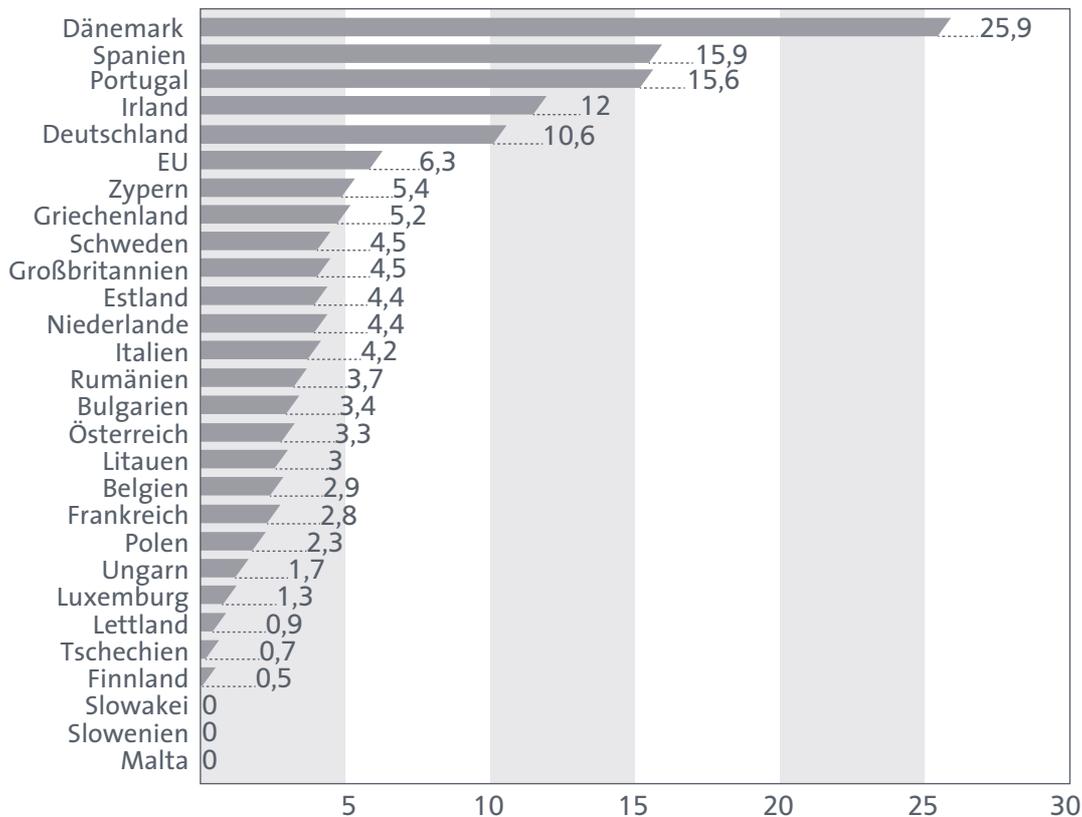
Da Windenergie derzeit aufgrund relativ hoher Beiträge zur Stromerzeugung und hoher Volatilität die größte Herausforderung für das Stromsystem darstellt, werden im Folgenden die Integrationsstrategien in Dänemark und auf der iberischen Halbinsel (Spanien und Portugal) betrachtet, die über einen noch höheren Anteil der Windkraft an der Gesamtstromerzeugung (von ca. 26 bzw.

16 Prozent) verfügen als Deutschland (knapp 11 Prozent) (Abbildung VI.1).

Sie unterscheiden sich signifikant in ihrer Integrationsstrategie. Dänemark ist sehr gut in das europäische und nordische Stromnetz sowie den nordischen Strommarkt eingebunden – hier kommen daher zur Integration der erneuerbaren Energien verstärkt internationale Maßnahmen zur Anwendung. Die iberische Halbinsel dagegen ist bis auf einen Interkonnektor nach Frankreich mit geringer Leistung vom europäischen Netz isoliert. Die Integration variabler erneuerbarer Energienerfolgt daher hauptsächlich mittels Maßnahmen innerhalb der Region. Die Gegenüberstellung der Integrationsstrategien in Dänemark und auf der iberischen Halbinsel ermöglicht es daher, ein weites Spektrum an Handlungsoptionen zur Integration erneuerbarer Energien aufzuzeigen.

Abbildung VI.1

Beitrag der Windenergie zur gesamten Stromproduktion in europäischen Ländern 2011 in Prozent



Quelle: EWEA 2012, S. 11

1. Dänemark

Der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromproduktion betrug in Dänemark im Jahr 2011 bereits 25,9 Prozent. Dänemark ist damit weltweit führend bei der Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien. Um dies zu erreichen, wird eine Kombination verschiedener Maßnahmen eingesetzt (energinet 2010):

Integrierte Regelmärkte

Dänemark ist eingebunden in einen internationalen Regelmärkte, sodass der Netzbetreiber im Fall von Produktionsabweichungen zusätzlich zu dänischen Kraftwerken auch Zugriff auf Kraftwerke aus Schweden, Finnland, Norwegen und Norddeutschland hat. Eine solche verbundene Regelzone hilft zum einen, den Bedarf an Regelenergie zu optimieren, da sich häufig die Regelbedarfe in verschiedenen Regionen ausgleichen. Außerdem können die Kosten für den verbleibenden Regelenergiebedarf minimiert werden, da jeweils auf das günstigste im Verbund zur Verfügung stehende Kraftwerk (abhängig von der Netzauslastung) zurückgegriffen werden kann.

Norwegische Wasserkraft

Der gemeinsame Markt mit Norwegen, Schweden, Finnland sowie Estland („Nord Pool“) schafft günstige Bedingungen für die Windkraftintegration. Durch die im Vergleich zur rein nationalen Betrachtung höhere Nachfrage im gemeinsamen Markt, die großen Wasserkraftpotenziale in Norwegen und Schweden (Kap. IV.2.4) sowie ausreichende internationale Kuppelstellen (unterseeische HGÜ-Kabel) hat Dänemark die Möglichkeit, große Mengen an Windenergie zu exportieren. Die norwegische Wasserkraft und die dänische Windkraft ergänzen sich dabei optimal. Dänemarks Stromaustausch mit den Nachbarländern beträgt fast 30 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs.

Robustes Stromnetz

Das gut ausgebaute dänische Stromnetz ist Voraussetzung für Im- und Exporte, aber auch für die optimale Verteilung der erzeugten Strommenge in Dänemark. Durch einen weiteren Ausbau des Stromnetzes auf europäischer Ebene könnte die Nutzung des dänischen Windstroms noch weiter optimiert werden, wobei die Kapazität der dänischen Kuppelstellen auch heute schon 80 Prozent der Spitzennachfrage entspricht (IEA 2011).

Akkurate Windprognosen

Eine Abweichung des tatsächlichen Winds von der Prognose um lediglich 1 m/s führt zu einer Änderung der in Dänemark erzeugten Leistung um 350 MW. Der dänische Netzbetreiber erhält deshalb viermal am Tag Vorhersagen von drei verschiedenen Wetterstationen und fordert bei großen Abweichungen zusätzliche Informationen an, um sich im erforderlichen Grad auf Unsicherheiten in der Stromerzeugung vorzubereiten.

Wärmespeicher

In Dänemark ist Kraft-Wärme-Kopplung sehr weit verbreitet. Ihr Anteil an der Stromerzeugung liegt derzeit bei etwa 45 Prozent (Bezugsjahr 2009) (Eurostat 2012). Die meisten KWK-Anlagen nutzen überschüssigen Strom aus Windkraft in Kombination mit großen Wärmehältern zur Wärmegewinnung. Dies erhöht die Flexibilität des Systems, ist aber auch für die KWK-Anlagen finanziell vorteilhaft und reduziert Emissionen durch Wärmeerzeugung aus fossilen Kraftstoffen.

Negative Preise

Besonders im Westen Dänemarks übersteigt die Stromproduktion aus Windkraft teilweise die Stromnachfrage. Zu solchen Zeiten wird Strom in die europäischen Nachbarländer exportiert, in denen der Strompreis zum fraglichen Zeitpunkt am höchsten ist. Zudem sind seit 2009 im Nord Pool negative Preise zugelassen. Diese sollen dazu führen, dass Kraftwerke bei Überangebot die Produktion drosseln.

Aufgrund der vielseitigen Flexibilisierungsoptionen schätzt die IEA (2011) in einer aktuellen Studie den Anteil an erneuerbaren Energien, den das derzeitige dänische Stromsystem ohne weitere Maßnahmen zur Flexibilisierung aufnehmen könnte, auf 63 Prozent.

2. Iberische Halbinsel

Im Gegensatz zu Dänemark verfügen Spanien und Portugal nur über sehr eingeschränkte Möglichkeiten zum Stromim- und -export und damit zum Stromhandel mit dem übrigen Europa. Das Stromsystem der iberischen Halbinsel ist beinahe als Inselsystem zu betrachten, da die Kapazität der Kuppelstellen derzeit nur 5 Prozent der Spitzennachfrage beträgt. Die IEA-Schätzung für den integrierbaren Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien für die iberische Halbinsel fällt bei Weitem geringer aus als für Dänemark, das technische Potenzial zur Integration variabler erneuerbarer Energien (nicht Wasserkraft) liegt dort bei nur 27 Prozent (IEA 2011). Dennoch gelingt es, in diesem System aktuell fast 16 Prozent Windstromerzeugung zu integrieren. Zu Spitzenzeiten werden bereits heute mehr als 60 Prozent der Nachfrage von der Windkraft gedeckt.

Der spanische und der portugiesische Strommarkt sind durch den iberischen Regionalmarkt „Mercado Ibérico de la Electricidad“ (MIBEL) verbunden. Dies ermöglicht den Austausch von Regelenergie über die gesamte iberische Halbinsel. Zudem ist die Wetterlage am Atlantik und dem Mittelmeer oft unterschiedlich. Diese Tatsache und die gleichmäßige räumliche Verteilung von Windparks und Solaranlagen über die iberische Halbinsel wirken ausgleichend auf die Schwankungen bei der Stromproduktion aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien. Ein Strommix mit einem hohen Anteil an Wasserkraft (30 Prozent) und Gaskraftwerken (36 Prozent) trägt zur Flexibilität des Systems bei. Allerdings ist die Produktion aus Wasserkraft stark abhängig von Jahreszeit und Niederschlagsmenge.

Für die Politik sind vor allem vier Maßnahmen, die insbesondere im spanischen Stromsystem umgesetzt wurden, von Bedeutung:

Nationales Vorhersagesystem

Die Windprognosen in Spanien werden mittels eines einheitlichen Systems („Sipreolico“) durchgeführt, das auch die Daten an die Kontrollzentren weiterleitet. Die Windprognosen werden genutzt, um wöchentliche und Echtzeitauslegungen der Netze zu erstellen. Darüber hinaus wird auch für die Bewertung von Zukunftsszenarien und für die Kapazitätsplanung auf dieses System zurückgegriffen.

Marktprämie

Spanien hat schon 2006 eine optionale Marktprämie eingeführt, um die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu flexibilisieren und stärker an der Nachfrage auszurichten. Mehr als 90 Prozent der Windparks nutzen diese Möglichkeit anstelle der festen Einspeisevergütung. Da die Gesamteinnahmen (Strommarktpreis plus Prämie) für den Betreiber einer erneuerbaren Anlage durch ein System von stündlichen Höchst- bzw. Mindestpreisen („Cap und Floor“) limitiert sind, ist der positive Effekt auf die Nachfrageorientierung der Stromerzeugung allerdings begrenzt.

Intraday-Auktionen

In Spanien ist nach der Day-ahead-Auktion am Vortag des Liefertags bilateraler Handel verboten. Stattdessen finden an der Strombörse sechs untertägige Auktionen statt. Der liquide Handel, der sich daraus ergibt, ermöglicht es, neue Informationen zur Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zu nutzen und führt zu einem geringeren Bedarf an schnell reagierenden Kraftwerken für die Regelenergie.

Kontrollzentrum

Das Kontrollzentrum für Erneuerbare Energien „Centro de Control de Régimen Especial“ (CECRE) wurde in Spanien bereits 2000 eingerichtet (RED 2009). Es zielt darauf, eine maximale Einspeisung erneuerbarer Energien zu erreichen und die Netzsicherheit zu maximieren. Das CECRE kommuniziert mit den zur Bündelung der einzelnen Erzeuger (Verpflichtung für Anlagen mit mehr als 10 MW Leistung) eingerichteten regionalen Kontrollzentren, die die Produktion aus erneuerbaren Energien managen. In Echtzeit werden Informationen zur Produktion aus erneuerbaren Energien von jedem regionalen Kontrollzentrum abgerufen. Bei Bedarf zur Erhaltung der Netzsicherheit und beruhend auf nationaler Optimierung wird die Abregelung bestimmter Windkraftanlagen angeordnet. Das CECRE erlaubt so den direkten Zugriff der Übertragungsnetzbetreiber auf die Windenergieanlagen. Bei gleicher Versorgungssicherheit kann deshalb ein höherer Anteil erneuerbarer Energien integriert werden.

3. Vergleich mit Deutschland

Wie aus dem Vergleich der Maßnahmen in Dänemark und auf der iberischen Halbinsel deutlich wird, ist die Aufnahmefähigkeit eines Stromsystems für erneuerbare Energien stark abhängig von den spezifischen lokalen Gegebenheiten. Trotzdem gibt es für alle Länder die gleichen vier zentralen Möglichkeiten, um die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen, nämlich Netzausbau inkl. Kuppelstellen, Erhöhung der Flexibilität der Erzeugung, flexiblere Nachfrage und Ausbau der Speicherkapazitäten. Um diese vier Faktoren zu verbessern, ist es sinnvoll, internationale Erfahrungen zu kennen und im eigenen Kontext zu nutzen.

Im Folgenden wird kurz dargestellt, wie die Situation in Deutschland in Bezug auf die spezifischen Maßnahmen in Dänemark und auf der iberischen Halbinsel aussieht. Möglichkeiten zur Steigerung der Flexibilität des Stromsystems allgemein werden im Kapitel IV „Speicher und weitere Flexibilisierungsoptionen“ ausführlich beschrieben. Bestehende Flexibilisierungsoptionen in Deutschland werden auch in der Szenarienanalyse in Kapitel V berücksichtigt.

Integration mit Nachbarländern

Das deutsche Stromsystem ist weder isoliert von den Nachbarländern, wie die iberische Halbinsel, noch hat es beinahe uneingeschränkter Zugang zu Speichern wie Dänemark. Die deutschen Kuppelstellen haben derzeit eine Kapazität von etwa 12 GW für den Stromexport, was etwa 20 Prozent der deutschen Spitzenlast entspricht.

Marktorganisation

Seit 2010 gibt es in Deutschland den Netzregelverbund. Regelleistung wird seitdem für das gesamte Bundesgebiet ausgeschrieben und optimiert. Dies hat zu einer Verringerung der benötigten Regelleistung geführt, obwohl gleichzeitig ein substanzieller Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien stattgefunden hat. Eine stärkere Kooperation im Bereich der Regelenergie mit anderen europäischen Ländern, v. a. Frankreich, ist vorgesehen.

Der deutsche Strommarkt lässt, wie auch der nordische, negative Preise zu. Dies führte allerdings bisher nicht zu einer Anpassung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da diese unabhängig vom Marktpreis eine feste Einspeisevergütung erhalten. Für konventionelle Kraftwerke können negative Preise einen Anreiz zur Reduzierung der Stromerzeugung setzen, falls die Kraftwerke nicht aufgrund von Verpflichtungen im Regenergiemarkt weiterlaufen müssen („must run“). Die Einführung der Marktprämie 2012 soll die Beteiligung der erneuerbaren Energien am Strommarkt verstärken. Zum jetzigen Zeitpunkt kann deren tatsächliche Wirkung allerdings noch nicht genau abgeschätzt werden.

Der Intraday-Handel wird in Deutschland zwar von der Strombörse angeboten, allerdings ist die Liquidität hier bei Weitem geringer als in Spanien. Zum einen gibt es

keine zentralen Auktionen nach der Day-ahead-Auktion, zum anderen ist auch ein Handel außerhalb der Börse erlaubt. Dennoch ist die Handelsmenge am Intraday-Markt in den letzten Jahren leicht angestiegen (von 0,2 TWh in 2008 auf 0,8 TWh in 2010) (Hadaoui et al. 2010).

Windprognosen

Anders als in Spanien, ist in Deutschland jeweils der Verkäufer von Windstrom für die Vorhersage der Stromproduktion verantwortlich. Bei einer Abweichung der tatsächlichen Stromerzeugung von der Prognose muss entsprechend Regelenergie zugekauft werden. Bei Windkraftanlagen, die die Einspeisevergütung aus dem EEG erhalten und deren Strom vom Netzbetreiber an der Börse verkauft wird, sind daher die Netzbetreiber prognoseverantwortlich. Je nach Netzgebiet kann deren Windportfolio sehr groß sein. Bei Windkraftanlagen in der Direktvermarktung (auch unter der Marktprämie) sind die Händler bzw. die Anlagenbetreiber zuständig für die Vorhersage.

Kopplung zum Wärmemarkt

Die Nutzung von Wärmespeichern nach dänischem Vorbild und generell die stärkere Flexibilisierung von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung wird derzeit auch in Deutschland diskutiert. Eine genauere Beschreibung dazu findet sich im Kapitel IV.2.2.

VII. Handlungsfelder und Handlungsoptionen

Auf der Grundlage der vorstehenden Analysen lassen sich sechs Handlungsfelder identifizieren, auf denen die öffentliche Hand bzw. die energiepolitischen Akteure in Exekutive und Legislative durch Gestaltung von Rahmenbedingungen dazu beitragen können, dass der Umbau der Stromversorgung, der in den nächsten Jahren ansteht, gelingen kann. Der Erfolg dieses Umbaus ist nach den Kriterien der nachhaltigen Entwicklung daran zu messen, dass er sowohl ökonomisch als auch ökologisch und sozial zu bestmöglichen Ergebnissen führt.

Die detaillierte Ausgestaltung von Instrumenten ist aus den hier präsentierten Analyseergebnissen nicht direkt ableitbar. Bei der folgenden Diskussion von konkreten Handlungsoptionen wird daher vielfach auf die aktuelle Debatte um energiepolitische Instrumente und Maßnahmen Bezug genommen, die in den letzten Jahren mit großer Intensität geführt wird. Zusätzlich werden Erfahrungen aus anderen Ländern angeführt, die für die Überlegungen in Deutschland nutzbar gemacht werden können.

1. Netzengpässe und Netzausbau

Sowohl zur Integration des dynamisch ansteigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung, als auch zur weiteren europäischen Vernetzung der Stromsysteme mit dem Ziel, den einheitlichen europäischen Binnenmarkt auch im Strombereich zu verwirklichen, ist ein Ausbau der Netze unerlässlich. Allerdings wird der konkrete Umfang des Netzausbaubedarfs teilweise kontrovers diskutiert. Einen Ankerpunkt in der Diskussion

hinsichtlich der *Übertragungsnetze* in Deutschland bilden die dena-Netzstudien. Auf europäischer Ebene wird häufig auf den „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) Bezug genommen.

Für die *Verteilnetze* sind belastbare Abschätzungen des Ausbaubedarfs gegenwärtig noch nicht vorhanden, werden aber zurzeit erstellt. Eine Verlagerung großer Teile der Stromproduktion auf die Verteilnetzebene (beispielsweise durch Photovoltaikanlagen) ist ein Trend der jüngsten Vergangenheit, der den Netzbetrieb vor erhebliche Herausforderungen stellt. Intelligenteren Verteilnetze (Stichwort „Smart Grids“) können zur Reduzierung des Ausbaubedarfs auf Transport- und Verteilnetzebene beitragen.³⁰

Ein europaweit koordiniertes Vorgehen beim Netzausbau ist anzustreben, da auf diese Weise Ausgleichseffekte über einen großen geografischen Raum positiv genutzt und Potenziale für Erzeugung und Speicherung optimal eingebunden werden könnten. Ohnehin ist eine isolierte Betrachtung und Optimierung der Netzauslastung einzelner Länder nicht sachgerecht. Beispielsweise entstehen heute bereits bei hoher Stromproduktion aus Windkraft in Deutschland sogenannte „loop flows“, d. h., der Stromfluss von Nord- nach Süddeutschland erfolgt über Belgien, Frankreich oder auch Tschechien. In Tschechien entstehen dadurch z. T. Stabilitätsprobleme im Netz, so dass dort momentan sogar erwogen wird, Stromflüsse aus Deutschland durch die Installation sogenannter „Phasenschieber“ zu kontrollieren und zu begrenzen.

Langfristig ist auf der Ebene der EU sowohl in Strategiepapieren der EU-Kommission (2007 u. 2011a) als auch im TYNDP eine deutliche Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedstaaten geplant. Projekte wie „DESERTEC“ und das „European Offshore Grid“ könnten als Keimzelle für einen verstärkten transeuropäischen Netzausbau dienen und somit zentrale Beiträge beisteuern.

Für die Politik besteht in diesem Feld umfangreicher Handlungsbedarf, da sich ansonsten der Netzausbau aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung als Hemmschuh für den Umbau der Stromversorgung erweisen könnte. Bereits heute treten in bestimmten Regionen vermehrt Netzengpässe auf. Das vom Deutschen Bundestag beschlossene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und die „Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur“ der Europäischen Kommission (EU-Kommission 2011b) sind wichtige Schritte zur Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze. Weitere Maßnahmen könnten sich jedoch als erforderlich erweisen. Eine Möglichkeit wäre, die Investitionsbedingungen für den Netzausbau attraktiver zu gestalten, zum Beispiel durch eine Stärkung der re-

³⁰ Der Themenbereich „Smart Grids“ wird derzeit im Rahmen des TAB-Projekts „Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung“ untersucht und daher hier nicht im Detail behandelt.

gulatorischen Rahmenbedingungen, um das Investorenrisiko zu verringern.

Zum Management von kurz- bis mittelfristigen Netzengpässen sind Maßnahmen zur Optimierung des Netzbetriebs u. U. besser geeignet als der Netzausbau, da sie wesentlich schneller umgesetzt werden können. Hierfür kommt beispielsweise das Temperaturmonitoring von Leiterseilen in Betracht.

Auf der Ebene der Marktorganisation könnten sich möglicherweise sogenannte „nodale Preise“ zur Entlastung von Netzengpässen eignen. Bei diesem Ansatz wird der Strompreis in Abhängigkeit von Netzengpässen für jeden Netzknoten individuell bestimmt. Auf diese Weise können Netzbenutzungskosten verursachergerecht gestaltet und ein Anreiz zur Stromproduktion an nichtüberlasteten Netzknotenpunkten gesetzt werden. Ein solches Preissystem kann auch zur Verbesserung der Investitionsanreize zum Netzausbau ausgestaltet werden. Wie weit die Vorteile dieses Konzepts in der Praxis unter realen Marktbedingungen (z. B. bei lokaler Marktmacht von bestimmten Akteuren) ausgeschöpft werden können, ist zurzeit noch unklar. Aus den USA liegen positive Erfahrungen zu nodalen Preisen vor. Allerdings stellen Einführung und Verwaltung eines solchen Systems einen Bruch zum bisherigen Preissystem dar und sind mit erheblichen (Transaktions-)Kosten verbunden. Vorteile und Nachteile sollten daher vor dessen Einführung gründlich untersucht und abgewogen werden.

Eine zentrale Herausforderung ist es, die Akzeptanz in der Gesellschaft und besonders bei Betroffenen zu stärken. Derzeit werden Netzausbauvorhaben häufig durch Anliegerproteste verzögert oder gar verhindert. Hier gilt es, durch offene Kommunikation und einen transparenten Planungsprozess Vertrauen aufzubauen und Überzeugungsarbeit zu leisten, dass der Netzausbau bei der Transformation hin zu einem nachhaltigen Stromsystem unverzichtbar ist.

Wegen ihrer besonderen Bedeutung für den Umbau der Stromversorgung sollten innovative Technologien für Netzinfrastruktur und -betrieb (z. B. Anschlusskonzepte und Übertragungstechnologien mit Hochspannungsgleichstrom [HGÜ], flexible Wechsellspannungssysteme [FACTS], supraleitende Komponenten etc.) weiterhin prioritäre Bereiche der Forschungsförderung bleiben.

2. Konventionelle Kraftwerke

Die Szenarienanalyse in Kapitel V zeigt, dass die im Jahr 2030 zur Ergänzung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien benötigten konventionellen Kraftwerke mit einer deutlich geringeren Auslastung als heute kalkulieren und flexibel auf die Produktion erneuerbarer Energien reagieren müssen. Der Bedarf an Grundlastkraftwerken wird daher beträchtlich sinken.

Daraus ergeben sich zwei Schlussfolgerungen. Einerseits ist der Neubau von Kraftwerken, die (technisch bzw. ökonomisch) auf den Grundbetrieb ausgerichtet sind, kritisch zu sehen. Aufgrund der langen Investitionszyklen und technischen Lebensdauer von 40 Jahren und mehr wäre

– je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen – entweder die Festlegung auf einen klima- und energiepolitisch ineffizienten Technologiepfad zu befürchten (sogenannter Lock-in-Effekt) oder aber, dass diese Investitionen sich als langfristig unrentabel herausstellen würden („stranded investments“). Auch bei den Planungen für neue Steinkohlekraftwerke sollte hinterfragt werden, ob diese bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien langfristig rentabel betrieben werden können und volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

Andererseits werden flexible konventionelle Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gebraucht. Zurzeit wird diskutiert, ob der Neubau (oder sogar die Erhaltung) solcher Kraftwerke zusätzlich gefördert werden muss, damit die Marktakteure ihn in ausreichendem Umfang durchführen. Diese Situation könnte eintreten, falls die Preise am Strommarkt und damit die erwirtschafteten Deckungsbeiträge aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien sehr schnell absinken würden (Stichwort Merit-Order-Effekt) und somit Kraftwerke, die für die Systemstabilität erforderlich sind, aus dem Markt gedrängt würden.

In diesem Fall könnten sogenannte „Kapazitätsmechanismen“ bzw. „Kapazitätsmärkte“ geeignete Instrumente zu deren Unterstützung sein. Dabei wird die Bereithaltung von gesicherter Kraftwerkskapazität vergütet, unabhängig davon, ob sie auch abgerufen wird. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, sollten Bestandskraftwerke im Allgemeinen nicht unterstützt werden, auch wenn deren Kapitalkosten noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Problematisch ist allerdings, dass bereits die Diskussion um Kapazitätsmechanismen geplante Neubauvorhaben verzögern kann, da potenzielle Investoren wohl auf eine möglicherweise kommende Förderung warten würden.

Ein dringender Handlungsbedarf ist in den nächsten Jahren nicht zu erkennen, da nach gegenwärtigem Kenntnisstand die Kapazitäten an (bestehenden bzw. zurzeit in Bau befindlichen) konventionellen Kraftwerken in Deutschland mindestens bis etwa 2020 ausreichen, um die Last zuverlässig zu decken. Hinzu kommt, dass in den letzten Jahren zwar die Gewinne am Strommarkt und die Zeiten mit hohen (Knappheits-)Preisen insbesondere aufgrund des starken Ausbaus der Photovoltaik zurückgegangen sind. Allerdings werden voraussichtlich bei weiter steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien die Preisvolatilität und damit die Zeiten mit Knappheitspreisen wieder ansteigen.

Längerfristig (ab etwa 2020) könnten Kapazitätsmechanismen dennoch zur Unterstützung flexibler Gaskraftwerke, von Speichern und des Nachfragemanagements genutzt werden, da so Planungsunsicherheiten reduziert werden könnten. Da derzeit kein akuter Bedarf besteht und Kapazitätsmechanismen einen recht weitreichenden Eingriff in die Strommärkte bedeuten, ist es allerdings anzuraten, vor einer Einführung die Folgen und Auswirkungen genau zu analysieren.

Zurzeit wird die Einführung eines Mechanismus zur Bereitstellung einer „strategischen Reserve“ diskutiert. Da-

bei geht es um eine geringe Anzahl zusätzlicher Kraftwerke (neue oder bestehende), die nur dann zum Einsatz kommen sollen, wenn die im Markt angebotenen Kraftwerke nicht zur Deckung der Nachfrage ausreichen. Diese strategische Reserve würde daher als Absicherung dienen für den Fall, dass der derzeitige Strommarkt keine ausreichenden Anreize für Neuinvestitionen in Kraftwerke setzt. Bei der genauen Ausgestaltung der Regeln für die strategische Reserve sollte sorgsam darauf geachtet werden, dass der Einfluss auf den Strommarkt so gering wie möglich gehalten wird.

3. Flexibilisierungsoptionen

Wie zuvor ausführlich diskutiert, ist eine Flexibilisierung des gesamten Stromsystems eine notwendige Voraussetzung, um einen hohen Anteil erneuerbarer Energien zu möglichst geringen Kosten erfolgreich im System aufzunehmen und eine sichere Stromversorgung auch in Zeiten geringer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Allerdings zeigt die Analyse auch, dass die bestehenden und konkret geplanten Flexibilisierungsoptionen zumindest bis 2030 nahezu ausreichen. Dennoch kann die Politik dazu beitragen, durch zusätzliche Flexibilisierungsoptionen die Systemintegration der erneuerbaren Stromerzeugung vor allem in einer langfristigen Perspektive weiter zu verbessern.

Neben den bereits genannten – Netzausbau und Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks – sind Speicher, die Flexibilisierung der erneuerbaren Stromerzeugung sowie das Lastmanagement wesentliche Optionen. Diese können sich ergänzen, aber auch zu einem gewissen Grad gegenseitig substituieren. Grundsätzlich sollten bei der Optimierung der Strategie zur Erhöhung der Flexibilität des Stromsystems Kosten und Nutzen sowie Effizienz der einzelnen Optionen sorgfältig abgewogen werden. Auch der Zeitpunkt, zu dem ggf. ein politisches Eingreifen angezeigt ist, sollte genau überdacht werden.

Speicher

Die Modellierungsergebnisse zeigen eindrucklich, dass die Strategie, Speicher zur Glättung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu nutzen, aus Effizienz­sicht nicht optimal ist. Stattdessen ist die Nutzung der Speicher zur Glättung der Residuallast, d. h. eine Optimierung des gesamten Stromsystems, eindeutig vorzuziehen. Bei der Ausgestaltung politischer Maßnahmen sollte dieses Argument nicht übersehen werden. Beispielsweise ist die Förderung von virtuellen Kraftwerken, ein Kombikraftwerksbonus oder auch die Förderung des Photovoltaik-eigenverbrauchs aus System­sicht ineffizient und nur unter ganz bestimmten Voraussetzungen zielführend. Ein Beispiel dafür sind lokale Netzengpässe, wenn davon ausgegangen werden muss, dass diese nicht anderweitig beseitigt werden können.

Derzeit sind Pumpspeicher die meistgenutzte Art der Energiespeicherung auf Systemebene. Der Neubau von Pumpspeichern ist allerdings mit erheblichen Landschafts­eingriffen verbunden, die ähnlich wie bei anderen gro-

ßen Infrastrukturprojekten häufig Probleme im Planungsprozess und Besorgnis bei betroffenen Bürgern hervorrufen. Hier könnte die Politik möglicherweise unterstützend tätig werden. Die Herausforderung besteht vor allem darin, den von vielen wahrgenommenen Zielkonflikt zwischen Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren einerseits und Stärkung der Bürgerbeteiligung sowie Schaffung von Transparenz andererseits aufzulösen.

Pumpspeicher stellen bis vor Kurzem im liberalisierten Strommarkt ein rentables Geschäftsmodell dar. Wenn allerdings der jüngste Trend anhält, dass der Preisunterschied zwischen Schwachlast- und Spitzenlaststrom schrumpft, steht dieses Geschäftsmodell mehr und mehr unter Druck. Falls keine anderen effizienteren Flexibilisierungsmaßnahmen zur Verfügung stehen, müsste in diesem Fall eventuell über Unterstützungsmaßnahmen nachgedacht werden, die über die derzeitige Befreiung von den Netzentgelten und der EEG-Umlage hinausgehen.

Viele der weiteren infrage kommenden Speichertechnologien sind noch im Entwicklungsstadium. Speicher sollten daher auch weiterhin ein prioritärer Bereich für die Forschungsförderung bleiben, wie dies beispielsweise in der „Gemeinsamen Förderinitiative Energiespeicher“ des BMWi, BMU und BMBF bereits angelegt ist.

Darüber hinaus könnten Flexibilisierungsoptionen, die Verbindungen zu anderen Sektoren herstellen – v. a. dem Wärmesektor sowie dem Gas- bzw. dem Kraftstoffsektor –, interessante Möglichkeiten eröffnen und Synergien bieten.

Die Ausstattung von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern erlaubt es beispielsweise, deren Stromproduktion der Stromnachfrage anzupassen. Die Wärmenachfrage kann dann bei Bedarf aus den Speichern gedeckt werden. Auf diese Weise kann auch die Sockellast reduziert werden, zu der wärmegeführte KWK-Anlagen beitragen. Eine zweite Möglichkeit ist die Nutzung von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung, beispielsweise mittels Heizstäben oder Wärmepumpen. Dies könnte z. B. im Netz des Betreibers 50Hertz Transmission GmbH sinnvoll sein, zumindest solange es nicht adäquat ausgebaut ist. Etwa 40 Prozent der gesamten bundesdeutschen Windkraftkapazität ist an das Netz der 50 Hertz angeschlossen und bei hoher Windstromeinspeisung kommt es regelmäßig zur Abregelung von Windkraftwerken. Gleichzeitig stünde aber durch den Ballungsraum Berlin ein hoher Wärmebedarf als Stromsenke zur Verfügung.

Weitere Möglichkeiten sind die Nutzung von Methan („Windgas“) und Wasserstoff als langfristige Speicher. Dies kann abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Kostenstruktur, dem langfristigen Speicherbedarf und Verwendungsmöglichkeiten beispielsweise im Verkehrsbereich sinnvoll sein.

Vor einem Eingriff der Politik in diesen Bereichen ist es allerdings notwendig, im Detail zu untersuchen, ob und welche Art von politischer Unterstützung über die Forschungsförderung hinaus angezeigt ist.

Flexibilisierung der erneuerbaren Stromerzeugung

Auch durch die stärkere Orientierung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien an der Nachfrage kann die Residuallast minimiert und geglättet werden. Insbesondere Biomassekraftwerke, aber auch Wasserkraftwerke und Geothermieanlagen können aus technischer Sicht ihre Produktion an die Nachfrage anpassen. Bei Biomassekraftwerken können so im Vergleich zum Dauerbetrieb sogar Brennstoffkosten vermieden werden. Bei Windkraftwerken ist die Anpassung der Produktion schwieriger, allerdings können zumindest Wartungszeiten in Zeiträume mit geringer Nachfrage verlegt werden und längerfristig neue Kraftwerke so optimiert werden, dass sie gleichmäßiger Strom produzieren. Die Produktion aus Photovoltaikanlagen korrespondiert per se relativ gut mit der Stromnachfrage (Mittagspeak). Dies könnte beispielsweise durch Nachführung der Anlagen mit dem Sonnenstand noch weiter verbessert werden. Eine darüber hinaus gehende Flexibilisierung der Erzeugung ist nur schwerlich möglich, aber auch nicht unbedingt notwendig.

Die Einführung der optionalen Marktprämie im neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) adressiert diese Herausforderungen und bietet Lösungen für eine Flexibilisierung der Stromproduktion aus RES-E-Anlagen. Diese nehmen dabei direkt am Strommarkt teil und können höhere Einnahmen erwirtschaften, wenn sie in Zeiten hoher Nachfrage Strom produzieren. Außerdem eröffnet die optionale Marktprämie den RES-E-Erzeugern die Teilnahme an weiteren Märkten, z. B. an Regel- und Terminmärkten. Auch die Einführung der Flexibilitätsprämie für Biomassekraftwerke trägt zu einer stärkeren Flexibilisierung der Stromerzeugung bei. Weiterhin bietet die Marktprämie den RES-E-Erzeugern Anreize für verbesserte Prognosen, was mittelfristig zu einer Minderung des Bedarfs an Regelenergie führen sollte.

Allerdings kann die Marktprämie zumindest kurzfristig die Förderkosten für Strom aus erneuerbaren Energien erhöhen. Es ist daher abzuwarten, inwieweit dieses neue Förderinstrument tatsächlich zu einer Veränderung des Einspeiseverhaltens von erneuerbaren Energien und damit einer höheren Flexibilität des Stromsystems führt und die anfänglichen Zusatzausgaben und der administrative Aufwand durch die Vorteile der Marktprämie gerechtfertigt sind.

Vor dem Hintergrund des zurückgehenden Bedarfs an Grundlastkraftwerken und den langen Investitionszyklen im Kraftwerksbau wäre es allerdings sinnvoll, konsequent zwischen regelbaren und nichtregelbaren erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu unterscheiden. Regelbare Anlagen sollten dann möglichst nicht durch die Förderungssystematik zur Dauerproduktion angereizt werden, wie das derzeit im System der festen Einspeisevergütung der Fall ist. Hier sollte im Detail evaluiert werden, wie Biomasseanlagen die bestehenden Instrumente zur Marktintegration im EEG nutzen, insbesondere da laut NREAP bis 2020 bereits 8,8 GW Biomassekraftwerke am Netz sein sollen, die einen substanziellen Beitrag zur Flexibilität des Kraftwerksparks leisten könnten.

Lastmanagement/Flexibilisierung der Nachfrage

Durch Flexibilisierung der Nachfrage kann die Abweichung zwischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Stromverbrauch verringert werden. Vor allem bei industriellen Verbrauchern existieren gesamtwirtschaftlich attraktive Potenziale, bei denen die Kosten für die Einsparung von Strom zu Hochlastzeiten (bzw. von Regelenergie) geringer sind als die für zusätzliche Stromproduktion.

In Deutschland wird bisher besonders die stärkere Einbeziehung der Nachfrage in den Markt für Regelenergie diskutiert, einige Unternehmen sind bereits als Teilnehmer präqualifiziert. In Teilen Deutschlands wird außerdem Nachfragemanagement zur Netzentlastung angewendet. In anderen Ländern liegen bereits umfangreiche Erfahrungen für die Einbeziehung der Nachfrage vor. Beispielsweise konkurrieren in den USA insbesondere große Industrie- und Handelsunternehmen, aber auch Bietergemeinschaften aus mehreren kleineren Unternehmen auf den dort bestehenden Kapazitätsmärkten erfolgreich mit Stromerzeugern. Auch in Dänemark werden beispielsweise zur Integration des hohen Anteils an Windenergie schon heute verstärkt Lastmanagementmaßnahmen eingesetzt – u. a. die thermische Nutzung verbleibender Überschussmengen in Fernwärmenetzen.

Kurz- bis mittelfristig ist es fraglos sinnvoll, die Flexibilität der großen Stromverbraucher zu erhöhen. Geeignete Instrumente dazu sind die stärkere Öffnung der Regelmärkte (Kap. VI.4), aber auch die verstärkte Einführung von Stromtarifen, bei denen der Strompreis mit dem Börsenpreis schwankt.

Aktuell wird zur Erschließung eines höheren Lastmanagementpotenzials aus der Industrie die vom BMWi erarbeitete „Lastabwurfverordnung“ diskutiert. Die Verordnung soll Netzbetreiber und Industriebetriebe zum Abschluss von Verträgen zum Lastabwurf zur Stabilisierung des Netzbetriebs motivieren. Die Verordnung legt dabei die Dauer und Bedingungen der Lastabwürfe sowie die Vergütung (eine feste Summe für die Bereitschaft) fest. Der Entwurf wird jedoch kontrovers diskutiert. Unter anderem werden die nichtmarktkonforme Festlegung und die Höhe der Vergütungssätze kritisiert, die weit über den Preisen der Regelenergie liegen.

Die Lastmanagementpotenziale im Haushaltssektor (und in großen Teilen des Sektors „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“), beispielsweise durch intelligent zu- bzw. abschaltbare Haushaltsgeräte („smart appliances“) oder Lademanagement von Elektrofahrzeugen, müssen dagegen vor einer definitiven Bewertung noch genauer untersucht werden, insbesondere unter dem Aspekt, inwieweit die Einsparpotenziale Investitionen in Smart-Grid-Infrastrukturen rechtfertigen können.

4. Regelmarkt

Wie aus den Modellierungsergebnissen eindeutig hervorgeht, führt eine geringere konventionelle Sockelleistung zur erhöhten Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für erneuerbare Energien. Die Sockellast entsteht typischer-

weise durch konventionelle Kraftwerke, die Systemdienstleistungen bzw. Regelenergie bereitstellen und dadurch in Teillast laufen müssen (Must-Run-Kraftwerke). Um die Sockellast zu verringern, ist daher eine Öffnung der Regelmärkte für erneuerbare Energien und für die Nachfrageseite geboten. Die im Juni 2011 erfolgte Verkürzung der Auktionszeiträume auf eine Woche für Primär- und Sekundärregelleistung und auf einen Tag für die Minutenreserve sowie die Reduktion der Mindestangebotsgrößen ist dabei ein erster wichtiger Schritt. Ein weiterer Abbau von Zugangsbarrieren zum Regelmärkte ist jedoch notwendig, um die Anzahl der Marktteilnehmer zu erhöhen und zu diversifizieren.

Zusätzlich gibt es einige Ansatzpunkte, um den Gesamtbedarf an Regelleistung zu reduzieren. Dazu wäre zum einen eine Kooperation auf europäischer Ebene wünschenswert, da größere Regelzonen prozentual weniger Regelleistung benötigen. Dies setzt allerdings ein leistungsfähiges transeuropäisches Netz voraus.

Eine weitere Möglichkeit ist die Stärkung des untertägigen Stromhandels („intraday“). Die Prognosegüte, insbesondere zur Stromproduktion aus Windkraft, verbessert sich in den Stunden kurz vor der tatsächlichen Erzeugung erheblich. Ein liquider Intraday-Markt kann diese neuen Informationen nutzen und dadurch den Bedarf an Regelenergie senken. Hierzu existieren positive Beispiele im Ausland: In Spanien wird erfolgreich eine Reihe von Intraday-Auktionen genutzt. Auch ein Poolmarkt wie in den USA mit einem Systembetreiber, der sowohl den regulären Strom- als auch den Regelenergiemarkt abwickelt und optimiert, ermöglicht einen liquiden Intraday-Handel, allerdings müssten aufgrund des notwendigen weitreichenden Eingriffs in die Marktorganisation vor einer entsprechenden Umstellung, deren Auswirkungen genau untersucht werden. Bisherige Studien zeigen nicht eindeutig, dass ein Poolmarkt besser zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien geeignet ist.

5. Strommarktdesign

Im derzeitigen Strommarkt erfolgt die Preisbildung auf Basis der Grenzkosten der Kraftwerke, also der Kosten,

die für die Produktion einer zusätzlichen Kilowattstunde Strom anfallen. Bei den meisten erneuerbaren Kraftwerken liegen diese nahe bei Null, da für den „Brennstoff“ Sonne oder Wind im Gegensatz zu Kohle oder Gas keine Kosten anfallen. Mit zunehmendem RES-E-Anteil an der Stromerzeugung könnten sich daher in vielen Stunden des Jahres Strompreise ergeben, die zu gering sind, um Kapitalkosten zu decken und Investitionen in Kraftwerke zu gestatten. Es besteht daher die Möglichkeit – abhängig unter anderem von der genauen Zusammensetzung des zukünftigen Strommixes und dem Bietverhalten der Kraftwerksbetreiber am Markt –, dass das Strommarktdesign grundlegend überarbeitet werden muss, um den neuen Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Kapazitätsmärkte werden aktuell als ein zentrales Element eines veränderten Marktdesigns diskutiert, eine andere Option ist die stärkere Konzentration auf langfristige Lieferverträge.

Da Veränderungen in der Regulierung immer auch zu Kosten und Verunsicherung von Investoren führen, sollte die Eingriffstiefe einer solchen Umgestaltung möglichst gering gehalten und gewissenhaft vorbereitet werden. Wie schon beim Thema Kapazitätsmärkte diskutiert, besteht auch hier kein sofortiger Handlungsbedarf.

6. Europäische Kooperation

Kooperation auf europäischer Ebene ist in vielen Bereichen sinnvoll, um die Integration der erneuerbaren Energien zu fördern. Netzausbau und Marktintegration können die Flexibilität des Systems entscheidend erhöhen. Ein überzeugendes Beispiel ist Dänemark, wo die Zusammenlegung der skandinavischen Strommärkte die Systemintegration der Windenergie maßgeblich unterstützt hat, indem die großen Pumpspeicherkapazitäten in Schweden und Norwegen für die Integration der dänischen Windenergie genutzt werden konnten. Die Kooperation auf europäischer Ebene kann außerdem den Regelbedarf reduzieren und potenziell Kosten senken, z. B. wenn bei der Standortentscheidung für Investitionen in erneuerbare Anlagen die Verfügbarkeit der Ressourcen und die Integrationskosten ganzheitlich berücksichtigt werden.

VIII. Literatur

1. In Auftrag gegebene Gutachten

Ecofys (2009): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Beitrag, Perspektiven, Investitionen (Autoren: Brodersen, N., Burges, K.).

2. Weitere Literatur

ABB (ABB AG) (2011): Stahl aus „grünem“ Strom – Lastmanagement in der Industrie. [www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/fee4b2e0d3d7283ec125792600315ba9/\\$FILE/04_Lastmanagement+in+der+Industrie.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/fee4b2e0d3d7283ec125792600315ba9/$FILE/04_Lastmanagement+in+der+Industrie.pdf) (7.6.2012)

Alstom Power, Ecofys, E.ON Energie, KBB (KBB Underground Technologies GmbH), IAEW (Institut für Elektronische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), REpower, Vattenfall Europe Transmission (2007): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/Zusatzinfos/2007-05_Abschlussbericht.pdf (7.6.2012)

Arlt, D., Novitzkij, A., Westermann, D., Wolling, J. (2011): Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen. www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/technologies/Meta-Studie.pdf (7.6.2012)

Badische Zeitung (2012): Ist Pumpspeicherkraftwerk Attdorf zu teuer? Pumpspeicherwerk könnte an zu hohen Kosten scheitern. Artikel vom 19.03.2012 www.badi-sche-zeitung.de/suedwest-1/ist-pumpspeicherkraftwerk-attdorf-zu-teuer--57147388.html (7.6.2012)

Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Ortloff, F. (2011): Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: GWF-Gas/Erdgas 4, S. 200–210

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Ausgabe Juni 2008 www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf (7.6.2012)

BDEW (2012): Anlage zur Presseinformation „Trotz Milliardeninvestitionen keine Entwarnung beim Kraftwerksbau“ 19. April 2012 [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/91C0FC9A8D7AD3EEC12579E9002F8CBF/\\$file/120424%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerkliste%20aktuell.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/91C0FC9A8D7AD3EEC12579E9002F8CBF/$file/120424%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerkliste%20aktuell.pdf) (18.06.2012)

Beck, H.-P., Schmidt, M. (Hg.) (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. www.gbv.de/dms/claustral/E_BOOKS/2011/2011EB1130.pdf (7.6.2012)

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009): Strom-Ausbauproggnose der Erneuerbare-Energien-Branche – Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2009/090128_BEE-Branchenprognose_Stromversorgung2020.pdf (7.6.2012)

Beer, M. (2011a): Potenzial funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(12), S. 8–10

Beer, M. (2011b): Wärmespeicher – Mehr Freiheitsgrade für KWK. http://ffe.de/download/Publikationen/379_Waermespeicher_KWK/20110615_Waermespeicher_KWK.pdf (7.6.2012)

BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan) (2009): Memorandum of Understanding on the Baltic Energy Market Interconnection Plan. http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/2009_bemip_mou_signed.pdf (7.6.2012)

BINE Informationsdienst (2007): Druckluftspeicher-Kraftwerke. BINE project info 05/07. www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_05-2007/projekt_0507internet-x.pdf (7.6.2012)

Bitto, A. (2005): Overview of the Sodium-Sulfur (NAS) Battery for the IEEE Stationary Battery Committee. www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/2005_sanfran/Non-Track/Overview_of_the_Sodium_-_NAS_IEEE_StaBatt_12-16Jun05_R.pdf (7.6.2012)

BKWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung) (2012): Grundlagen zur KWK. www.bkwk.de/infos/grundlagen/index_html?ztitel=Wirtschaftlichkeit (7.6.2012)

BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010a): Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf den Haushaltsstrompreis in den Jahren 2009 und 2010 – einschl. erster Ausblick auf das Jahr 2011. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ee_umlage_bf.pdf (7.6.2012)

BMU (2010b): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf (7.6.2012)

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2012): Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Letzte Aktualisierung: 25.01.2012. www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html (16.4.2012)

Bofinger, S., Braun, M., Costa Gomez, C., Daniel-Gromke, J., Gerhardt, N., Hartmann, K., Jentsch, M., Kirchner, D., Reimann, T., Saint-Drenain, Y.-M., Schumacher, B., Schünemeyer, F., Stetz, T. (2010): Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. Kurzfassung. www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-P/publication/WertBiogas/Die_Rolle_des_Biogasstroms_in_zukuenftigen_Energieversorgungsstrukturen-Kurzfassung.pdf (13.6.2012)

Bost, M., Hirschl, B., Aretz, A. (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik – Beginn der dezentralen Energieevolution oder Nischeneffekt? www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf (13.6.2012)

Brakelmann, H. (2004): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? www.ets.uni-duisburg-essen.de/~bra/Freileitung_Kabel.pdf (13.6.2012)

Brakelmann, H., Erlich, I. (2010): Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050. www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT41_Brakelmann_Erlich_Optionen_eletrische_Energie%C3%BCbertragung_Netzausbau.pdf?__blob=publicationFile (13.6.2012)

Brodersen, N., Nabe, C. (2009): Stromnetze 2020plus. www.ecofys.com/files/files/ecofys_2009_stromnetze_2020plus.pdf (13.6.2012)

Bundesnetzagentur (2011): Bundesnetzagentur veröffentlicht aktuelle Zahlen über den Zubau von Photovoltaikanlagen. Pressemitteilung vom 16.6.2011 www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2011/110616_PhotovoltaikZahlen.pdf.pdf;jsessionid=19BCA0CE01C65F0E4127050BE43A2E84?__blob=publicationFile (13.6.2012)

Bundesregierung (2007): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf (13.6.2012)

Bundesregierung (2010a): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile (13.6.2012)

Bundesregierung (2010b): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen – Drucksache 17/3760 – Rahmenbedingungen für den Aufbau eines Overlay-Stromnetzes. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/4336, Berlin

Bundesregierung (2010c): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Kirsten Tackmann, Dr. Dietmar Bartsch, Karin Binder, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Die Linke – Drucksache 17/3419 – Auswirkungen des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen – Mehrkostenfaktor einer Erdverkabelung. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/4131, Berlin

Bundesregierung (2011a): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Caren Lay, Dr. Barbara Höll, Katja Kipping, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Die Linke – Drucksache 17/4636 – Situation von Pumpspeichieranlagen in Deutschland. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/4968, Berlin

Bundesregierung (2011b): Regierungsprogramm Elektromobilität. www.bmbf.de/pubRD/programm_elektromobilitaet.pdf (13.6.2012)

Bundesregierung (2011c): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/5283 – Stromnetzausbau in Deutschland“. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/5816, Berlin

Consentec, EWI, IAEW (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (13.6.2012)

Consentec, r2b (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, r2b Energy Consulting GmbH) (2010a): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Integration_EE_r2b_consentec.pdf (13.6.2012)

Consentec, r2B (2010b): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/foerderung-direktvermarktung-und-einspeisung-von-strom,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (13.6.2012)

Consentec, r2B (2011): Information. www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Consentec-r2b_BMWi-Studie_EE-Integration_Information_20110408.pdf (13.6.2012)

Consentec, IAEW (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. [www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB65301C2E2C125792F0041B8AA/\\$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB65301C2E2C125792F0041B8AA/$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf) (13.6.2012)

Crotogino, F. (2003): Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion. www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03_Crotogino_CAES_Windausgleich.pdf (13.6.2012)

Czisch, G. (2005): Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation Universität Kassel. <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596/1/DissVersion0502.pdf> (13.6.2012)

Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100 Prozent regenerativen Stromversorgung mit dem Zeithorizont 2050. www.umweltrat.de/SharedDocs/

Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT40_Czisch.pdf?__blob=publicationFile (13.6.2012)

De Decker, J., Kreutzkamp, P. et al. (2011): Offshore-Grid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe. www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid_report.pdf (13.6.2012)

DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/dena-Netzstudie_1-Studie.pdf (13.6.2012)

DENA (2010a): DENA-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. <http://de.scribd.com/mheptner/d/45089286-Endbericht-Dena-Netzstudie-II> (13.6.2012)

DENA (2010b): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (PSW-Integration EE). Endbericht. www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Pumpspeicherstudie/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf (13.6.2012)

DENA (2011): Einführung: Demand-Side-Management im Kontext energiepolitischer Rahmenbedingungen und Zielsetzungen. www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2011/Vortraege_DSM/1_dena_Agricola.pdf (13.6.2012)

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Final Report. www.dlr.de/media/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_1/algerien_trans_csp.pdf (13.6.2012)

Doherty, R. (2008): All Island Grid Study. High Level Assessment of Suitable Generation Portfolios for the All-Island System in 2020. A report to the Department of Enterprise, Trade and Investment and the Department of Communication, Energy and Natural Resources www.uwig.org/Irish_All_Island_Grid_Study/Workstream_2A.pdf (14.08.2012)

E-Bridge Consulting, IAEW (Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung) (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Gutachten im Auftrag des BDEW. Endbericht. [www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/\\$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf) (13.6.2012)

Ecofys (2012): Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen. www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Ecofys_Netzintegration_lang.pdf (13.6.2012)

EFZN (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen) (2012): VW finanziert Wirtschaftlichkeitsstudie für EFZN-Projekt „Pumpspeicher unter Tage“. Pressemitteilung vom 29.02.2012 www.efzn.de/no_cache/presse/nachrichtendetails/tt_news/184/?cHash=ab4e1caf1ffa14aeafa7f04605ba79 (13.6.2012)

Ehlers, U. I. (2005): Windenergie und Druckluftspeicher. Netzlastung und Reservestellung mit Druckluftspeichern im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil. Universität Flensburg, Fachhochschule Flensburg. Unveröffentlichtes Manuskript.

Energinet (2010): Wind power to combat climate change. www.e-pages.dk/energinet/126/ (13.6.2012)

Ensslin, C., Burges, K., Boemer, J. (2008): Markteinführungsperspektiven innovativer Technologien zur Unterstützung der Einbindung von RES-E. Abschlussbericht. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bericht_markteinfuehrung.pdf (16.3.2012)

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010–2020. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf (13.6.2012)

ENTSO-E (2012): ENTSO-E 10-Year Network Development Plan 2012. Project for Consultation. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_report_for_consultation_PUBLICATION_web.pdf (13.6.2012)

ESBNG (ESB National Grid) (2004): Impact of Wind Power Generation In Ireland on the Operation of Conventional Plant and Economic Implications. www.eirgrid.com/media/2004%20wind%20impact%20report%20%28for%20updated%202007%20report,%20see%20above%29.pdf (14.08.2012)

ETSO (European Transmission System Operators) (2007): Demand Response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems. Explanatory Note. 12. January 2007 www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/archive/Demand%20Side%20Response%20Explanatory%20Note.pdf (13.6.2012)

E.ON (E.ON Kraftwerke GmbH): Die wichtigsten Daten auf einen Blick: Huntorf. www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Huntorf/Daten_%26_Fakten/index.htm (13.6.2012)

EU-Kommission (2003): Background Paper. Undergrounding of Electricity Lines in Europe. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2003_12_undergrounding.pdf (13.6.2012)

EU-Kommission (2007): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Vorrangiger Verbundplan (KOM(2006) 846 endgültig). <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0846:FIN:DE:PDF> (13.6.2012)

EU-Kommission (2011a): Energieinfrastruktur. Prioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz (KOM(2010) 677 endgültig). http://bookshop.europa.eu/de/energie-infrastruktur-pbMJ3010705/downloads/MJ-30-10-705-DE-C/MJ3010705DEC_002.pdf?FileName=MJ3010705DEC_002.pdf&SKU=MJ3010705DEC_PDF&CatalogueNumber=MJ-30-10-705-DE-C (13.6.2012)

EU-Kommission (2011b): Vorschlag für Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (KOM(2011) 658 endgültig). <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:DE:PDF> (13.6.2012)

EU-Kommission (2011c): Non-paper: The Internal Energy Market – Time to switch into higher gear. Non-Paper. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/doc/20110224_non_paper_internal_energy_market.pdf (13.6.2012)

Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Union) (2012): Kraft-Wärme-Kopplung. Prozent der Brutto-Gesamtelektrizitätserzeugung. Tabellencode: tsien030. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=tsien030&plugin=0> (13.6.2012)

EWEA (European Wind Energy Association) (2010): Powering Europe: Wind energy and the electricity grid. http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Grids_Report_2010.pdf (13.6.2012)

EWEA (2012): Wind in Power. 2011 European Statistics. www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/Stats_2011.pdf (13.6.2012)

EWI, Energynautics (2011): Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf (13.6.2012)

Fairley, P. (2011): Flexible AC Transmission: The FACTS Machine. Flexible power electronics will make the smart grid smart. In: IEEE Special Report: Top 11 Technologies of the Decade. <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/flexible-ac-transmission-the-facts-machine> (13.6.2012)

FGE (Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V.), FGH (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.), ISET (Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.) (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungs-

netz. Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_windenergie.pdf (13.6.2012)

Fraunhofer ISI (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung) (2011a): Gesellschaftspolitische Fragestellungen der Elektromobilität. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1859775.pdf> (13.6.2012)

Fraunhofer ISI (2011b): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). (Autoren: Pfluger, B., Sensfuß, F., Schubert, G., Leisentritt, J.) noch unveröffentlicht

Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf (13.6.2012)

Fraunhofer IWES (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Endbericht. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf (13.6.2012)

FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) (2009): TransmissionCode 2007. Anhang D2 Teil 1. Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. „Präqualifikationsunterlagen“. http://www.50hertz.com/de/file/TC2007_D2-1_2009_End.pdf (13.6.2012)

FVEE (ForschungsVerbund Erneuerbare Energien) (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 Prozent erneuerbaren Energien. www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf (13.6.2012)

Gatzen, C., Riechmann, C. (2011): Stationäre Stromspeicher – zukünftiger Nischenmarkt oder Milliardenbeschäftigung? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(3), S. 20–23

Gerhardt, N. (2009): Technische Potenziale einer variablen Stromeinspeisung durch Biogasanlagen. http://renknownet2.iwes.fraunhofer.de/pages/bio_energy/data/technische_Potenziale_BGA_variable_Stromeinspeisung.pdf (13.6.2012)

Giebel, G. (2005): Wind Power has a Capacity Credit. A Catalogue of 50+ supporting Studies. E-WindEng. http://ejournal.windeng.net/3/01/GGiebel-CapCredLit_WindEngEJournal_2005_right_links.pdf (13.6.2012)

Graf, F., Köppel, W., Karch, U., Kiefer, J., Ball, T. (2010): Langfristige Auswirkung auf die Umwelt bei der Erzeugung und Einspeisung von Biogas. DVGW energie|wasser-praxis 61(3), S. 49–55

- Grollmisch, C. (2011): Regelenergie + Power to Gas. Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanerzeugungsanlage. www.praktikumspark.hs-zigr.de/download/Vortrag-ConradGrollmisch-20111018.pdf (13.6.2012)
- Guss, H. (2011): Die Rolle der KWK in einem System mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung. www.izes.de/cms/upload/pdf/BET_2011_Guss.pdf (13.6.2012)
- Hadaoui, J., Isserlis, M., Niciejewska, K. (2010) Continuous cross-border intraday trading mechanism on France-Germany using ComXerv. http://static.epexspot.com/document/10248/20100910_FR-DE_IDCB_Forum_Dusseldorf_EPEX.pdf (13.6.2012)
- Hirschhausen, Ch. von, Wand, R., Beestermöller, Ch. (2010): Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms. Gutachten im Auftrag des WWF Deutschland. www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/Bewertung%20dena2.pdf (13.6.2012)
- Holzhammer, U. (2011): Die neuen Instrumente im Detail: Marktprämie und Flexibilitätsprämie – neue Wege ohne fixe EEG Vergütung. www.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes/de/documents/Holzhammer_Uwe_Marktpr%C3%A4mie%20und%20Flexibilit%C3%A4tspr%C3%A4mie.pdf (13.6.2012)
- House of Commons Energy and Climate Change Committee (2011a): A European Supergrid. Seventh Report of Session 2010–12. Volume I: Report, together with formal minutes, oral and written evidence. www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/1040/1040.pdf (13.6.2012)
- House of Commons Energy and Climate Change Committee (2011b): A European Supergrid. Seventh Report of Session 2010–12. Volume II: Additional written evidence. www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/1040/1040vw.pdf (13.6.2012)
- Hüwener, T., Wendt, T., Schmücker, A., Huke, L. (2011): Beitrag des Erdgastransportnetzes zur Energiewende. In: DVGW energie|wasser-praxis 62(12), S. 88–91
- Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß, A. (2009): Studie. Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf (13.6.2012)
- Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Brand, H., Voß, A. (2010): Studie. Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf (13.6.2012)
- ICF Consulting (2003): Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe. Prepared for the DG TREN/European Commission. http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/underground_cables_ICF_feb_03.pdf (13.6.2012)
- IEA (International Energy Agency) (2011): Harnessing Variable Renewables. A Guide to the Balancing Challenge. Paris
- IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung), ZEW (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung) (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Hauptbericht. www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf (13.6.2012)
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung), PowerEngs (Institut für elektrische Energiesysteme, Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes) (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf (13.6.2012)
- Jarass, L. (2010): Windenergiebedingter Netzausbau – nicht zu viel und nicht zu wenig! In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60(10), S. 22–27
- Jarass, L. (2011): dena Netzstudie II: Annahmen rechtswidrig, Ergebnisse irreführend. www.jarass.com/Energie/C/Dena%20Netzstudie%20II,%20Stellungnahme%2022.11.2010.pdf (13.6.2012)
- Kawakami, N., Iijima, Y., Sakanaka, Y., Fukuhara, M., Ogawa, K., Bando, M., Matsuda (2010): Development and field experiences of stabilization system using 34MW NAS batteries for a 51MW wind farm. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE) 2371 – 2376
- Killingtveit, A. (2011): Design of Future Pumped Storage Hydropower in Norway. http://norwegen.ahk.de/fileadmin/ahk_norwegen/Dokumente/Presentasjoner/wasserkraft/Design_of_Future_Pumped_Storage_CEDREN_Killingtveit.pdf (13.6.2012)
- Klinski, S. (2006): Studie. Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Einspeisestudie.pdf (13.6.2012)
- Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und kostengesichtspunkten. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-686156.pdf> (13.6.2012)
- Knudsen, J.K., Ruud, A. (2011): Changing currents in Norwegian hydropower governance? The challenge of reconciling conflicting interests. www.sintef.no/upload/642BCd01.pdf (13.6.2012)
- LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik), HINICIO, CEPS (Centre for European Policy Studies), VTT (Technical Research Centre of Finland) (2012): European Renewable Energy Network. www.lbst.de/ressources/docs/2012/EP-08_European-Renewable-Energy-Grid_JAN2012_PE-475-085.pdf?language=en&file=42728 (13.6.2012)

- Lange, M., Focken, U. (2008): Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit hoher Windenergieeinspeisung. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzkapazitaet_windeinspeisung.pdf (13.6.2012)
- Leonhard, W., Buenger, U., Crotogino, F., Gatzon, 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. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik. Frankfurt a. M.
- LichtBlick (2009): SchwarmStrom – die Energie der Zukunft. www.lichtblick.de/uf/090909_LichtBlick-Info_SchwarmStrom.pdf (13.6.2012)
- Mackensen, R., Rohrig, K., Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008_03_31_Ma_KombiKW_Abschlussbericht.pdf (13.6.2012)
- Matthes, F.C., Harthan, R.O., Loreck, C. (2011): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland. www.oeko.de/oekodoc/1121/2011-008-de.pdf (13.6.2012)
- Merten, F., Nebel, A. (2012): Kurz-Stellungnahme des Wuppertal Instituts zur Einführung einer Lastabwurfsprämie für große (industrielle) abschaltbare Lasten. www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/Lastabwurfspraemie_210212.pdf (13.6.2012)
- Nast, M., Schulz, W., Steinbach, J., Bürger, V., Klinski, S. (2010): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zum EEWärmeG (Folgevorhaben). http://elib.dlr.de/69183/1/Endbericht_Folgevorhaben_EEW%203%20A4rmeG_final-2.pdf (13.6.2012)
- Neupert, U., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K., Weimert, B. (2009): Energiespeicher – Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-897426.pdf> (13.6.2012)
- Niedersächsischer Landtag (2007): Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz). Nds. GVBl Nr. 40/2007, Hannover
- Nitsch, J., Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung – Leitszenario 2009. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf (13.6.2012)
- Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., von Oehsen, A., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M., Wenzel, B. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“. http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf (13.6.2012)
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B. (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2011“. www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (13.6.2012)
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B. (2012b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Datenanhang II zum Schlussbericht. www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/2012_1/Leitstudie_2011_Datenanhang-II.pdf (14.6.2012)
- Nord Pool (2012): Reservoir content. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data/Power-system-data/Hydro-Reservoir/Hydro-Reservoir/ALL/Hourly/> (18.06.2012)
- NSCOGI (The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative) (2010): Memorandum of Understanding. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/MoU_North_Seas_Grid/101203_MoU_of_the_North_Seas_Countries_Offshore_Grid_Initiative.pdf (13.6.2012)
- Oswald, B.R. (2005): Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe. www.forwind.de/publications/ForWind-Oswald-Studie-Langfassung_05-09-23.pdf (14.6.2012)
- Pagh, L. (2011): Solar and Wind energy will supply Denmark with heat. <http://windenergyprojects.info/solar-and-wind-energy-will-supply-denmark-with-heat/> (18.6.2012)
- Pforte, R., Baumert, S., Groschke, M., Fichtner, W. (2008): Analyse von Ausgleichseffekten bei weiträumiger Verteilung von Windenergieanlagen. ew – Magazin für die Energiewirtschaft 107(20), S. 44–51
- Platts (2007): World Electric Power Plants Database-Europe.
- Porzig, M. (2011): Decentralized Energy Management by Redox-Flow-Battery. Vortrag auf der 6th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2011), 28.–30.11.2011, Berlin www.eurosolar.de/en/images/stories/pdf/IRES2011_Proceedings/B2/IRES2011_Porzig_Presentation.pdf (14.6.2012)
- Prognos, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (14.6.2012)

- Prognos, EWI, GWS (2011): Energieszenarien 2011. Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf (14.6.2011)
- Prudent (Prudent Energy Corporation) (2012): Prudent Energy – Sample Project References. www.pdenergy.com/pdfs/SampleProjectReferences-MWandKWClassVRBSystems.pdf (14.6.2012)
- Prügler, W. (2011): The Impact of Second Life Applications of Electric Vehicle Batteries on Customer's Mobility Cost. http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_206952.pdf (14.6.2012)
- Radloff, K. (2012): Amprion kritisiert die Pläne des BMWi zur Abschaltverordnung. www.polisphere.eu/bid/amprion-kritisiert-die-plane-des-bmwi-zur-abschaltverordnung/ (14.6.2012)
- RED (RED Eléctrica de Espana) (2009): Wind energy integration in Spain. The view of the TSO. www.energy-community.org/pls/portal/docs/324181.PDF (14.6.2012)
- Roon, S. von (2011): Lastmanagementpotenziale bei Haushalten und Gewerbe. www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Marktentwicklung_von_Smart-Metering_in_Deutschland/Smart_Metering_Lastmanagementpotential.pdf (14.6.2012)
- Roon, S. von, Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland. http://ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (14.6.2012)
- RWE (RWE Power AG) (2009): Hochtemperatur-Wärmespeicher für flexible GuD-Kraftwerke. www.kraftwerkforschung.info/hochtemperatur-waermespeicher-fuer-flexible-gud-kraftwerke/ (14.6.2012)
- RWE (2010): ADELE erreicht wichtigen Meilenstein: Druckluftspeicher soll nach Staßfurt kommen. Pressemitteilung vom 22.11.2010 www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005594 (14.6.2012)
- RWE (2012): Nur Gaskraftwerke können Flexibilität? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62(3), S. 59
- Sauer, D. U. (2008): Speichertechnologien der Zukunft. Innovationen für Energie und Klimaschutz – Tagung der Deutschen Umwelthilfe, 13.10.2008 Berlin, www.duh.de/uploads/media/Sauer_Speichertechnologien.pdf (14.6.2012)
- Sauer, D. U. (2011): Überblick über die Speichertechnologien. Fachgespräch der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen „Die Speicherfrage – Stolperstein für die Energiewende?“ www.gruene-bundestag.de/cms/energie/dokbin/396/396695.ueberblick_ueber_die_speichertechnologie.pdf (14.6.2012)
- Schluchsewerke AG (2012): Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Atdorf. www.schluchsewerk.de/de/rootwerkgruppe-3/home.html (14.6.2012)
- Schmale, M. (2012): Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen. Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012, www.uni-stuttgart.de/ieh/symposium/05_Michael_Schmale_Praesentation.pdf (14.6.2012)
- Schrader, K., Ritzau, M. (2011): KWK und Fernwärmepakt 2025 – Kurzgutachten – Optionen der Ausbau der Fernwärmerzeugung und KWK in Deutschland. www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Gutachten_KWK_MVV_1101_01.pdf (14.6.2012)
- Schwarz, H., Bitsch, R., Fichtner, W., Pforte, R., Pfeiffer, K. (2008): Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg. Kurzfassung einer Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg. www.leibniz-institut.de/archiv/schwarz_24_11_08.pdf (14.6.2012)
- Solar Fuel (Solar Fuel GmbH) (2012): Energiespeicherung nach dem Vorbild der Natur. www.solar-fuel.net/loesung/ (14.6.2012)
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme Nr. 15, Berlin
- SRU (2011): Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten. Berlin
- Statnett (2010): Nettutviklingsplan 2010. www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Statnetts%20nettutviklingsplan%202010.pdf (14.6.2012)
- Statnett (2011) Grid development plan 2011 Summary. www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Grid%20development%20plan%20summary%202011.pdf (14.6.2012)
- Sterner, M., Saint-Drenan, Y.-M., Gerhardt, N., Specht, M., Stürmer, B., Zuberbühler, U. (2010): Erneuerbares Methan. Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung. www.leibniz-institut.de/archiv/sterner_09_07_10.pdf (14.6.2012)
- Sterner, M., Gerhardt, N., Jentsch, M., Saint-Drenan, Y.-M., Pape, C., Schmid, J. (2011a): Die Speicheroption Power-to-Gas. Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE. www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2011-012_Die_Speicheroption.pdf (14.6.2012)
- Sterner, M., Jentsch, M., Trost, T., Pape, C., Gerhardt, N., Specht, M. (2011b): Systemlösungen zur Integration erneuerbarer Energien – Potenziale im Gasnetz über Power-to-Gas erschließen. DENA Energieeffizienzkonferenz, Berlin 21.11.2011 www.dena-kongress.de/fileadmin/kongress/dateien/content/2011/vortraege/C2_Dr.%20Michael%20Sterner.pdf (14.6.2012)
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2008): Energiespeicher (Autorin: Oertel, D.). TAB-Arbeitsbericht Nr. 123, Berlin

TAB (2010): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung (Autoren: Petermann, Th., Bradke, H., Lüllmann, A., Poetzsch, M., Riehm, U.). TAB Arbeitsbericht Nr. 141, Berlin

Van Hulle, F. (Principal Author) (2009): Trade Wind Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Trade-Wind-Studie_Langfassung.pdf (14.6.2012)

VDN (Verband der Netzbetreiber) (2004): EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes. www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_eeg_hh_vdn2004-08.pdf (14.6.2012)

VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf (14.6.2012)

VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) (2012): Auf der Grundlage der AbschaltVO kann die Industrie wirkungsvoll ihren Beitrag zur Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt leisten. http://vik.de/stellungnahmen.html?file=tl_files/downloads/public/stellungnahmen/2012/09-2012.pdf (14.6.2012)

Wiese, A. (1994): Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart

Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M. (Hg.) (2010): Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1185350.pdf> (19.4.2012)

Wietschel, M. (2011): Haben wir ein Speicher-Problem? Die Speicherfrage – Stolperstein für die Energiewende? Fachgespräch Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen, 09.11.2012, Berlin www.gruene-bundestag.de/cms/energie/dokbin/396/396702.die_speicherfrage_stolperstein_fuer_die@de.pdf (14.6.2012)

Ziesing, H.-J. (2011): Perspektiven der KWK bei sich langfristig verändernden Wärmesenken. www.izes.de/cms/upload/pdf/BET_2011_Ziesing.pdf (14.6.2012)

Zimmermann, J.-R. (2010): Flaschenhals Netz. In: *neue energie* 15(1), S. 29–39

Zunft, S., Tamme, R., Nowi, A., Jakiel, C. (2005): Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke: Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55(7), S. 254–258

IX. Anhang**1. Tabellenverzeichnis**

	Seite	
Tabelle II.1	Jährliche Auslastung der Kraftwerkstypen	12
Tabelle II.2	Aktuelle Publikationen zu Energieprognosen und -szenarien	12
Tabelle II.3	Leistungskredit für Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2020 in Prozent	17
Tabelle III.1	Prognose der installierten Kapazität von RES-E-Anlagen im Jahr 2020 in der DENA-Netzstudie II	24
Tabelle III.2	RES-E-Ausbau 2020 zur Identifizierung des Ausbau- bedarfs in Verteilnetzen	27
Tabelle III.3	Ausbaubedarf durch den Zubau erneuerbarer Energien in den verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes	28
Tabelle III.4	Erforderliche Investitionen für den Ausbau des Verteil- netzes gemäß Tabelle III.3	28
Tabelle III.5	Langfristiger Übertragungsnetzausbau in Europa	30
Tabelle IV.1	Typisierung von Stromspeichern	35
Tabelle IV.2	Vergleich zweier Szenarien zur RES-E-Vollversorgung (2050) des SRU	36
Tabelle IV.3	Von Norwegen geplante HGÜ-Leitungen	51
Tabelle IV.4	Zusammenfassende Bewertung des Marktprämien- modells und des Kombikraftwerksbonus	53
Tabelle V.1	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (2010 bis 2030)	56
Tabelle V.2	Installierte Leistung im Szenario „Ambitionierter Ausbau“	57
Tabelle V.3	Indikatoren der RES-E-Einspeisung 2010 bis 2030	58
Tabelle V.4	Indikatoren der Residuallast 2010 bis 2030	58
Tabelle V.5	Übertragungskapazitäten ins Ausland	61
Tabelle V.6	Ausbauplanungen für Pumpspeicherkraftwerke in Nachbarländern	62
Tabelle V.7	Kenndaten der Flexibilisierungsoptionen in der Szenarioanalyse	62
Tabelle V.8	Indikatoren der Residuallast nach der Optimierung	64
Tabelle V.9	Überproduktion von RES-E-Strom	65
Tabelle V.10	Wirkung unterschiedlicher Optimierungsstrategien auf die Residuallast	66
Tabelle V.11	Überproduktion in Abhängigkeit von der Optimierungsstrategie	66

2. Abbildungsverzeichnis

	Seite	
Abbildung II.1	Struktur der Stromerzeugung und installierten Kraftwerksleistung im Jahr 2008	11
Abbildung II.2	Vergleich von Ausbauszenarien für RES-E (Anteil an der Stromerzeugung in Prozent)	13
Abbildung II.3	Installierte Kraftwerksleistung im Prognos/EWI/GWS-Szenario IIA	14
Abbildung II.4	Installierte Kraftwerksleistung in der Leitstudie (Szenario 2011 A)	15
Abbildung II.5	Übliche Einteilung des Strombedarfs in Lastsegmente	16
Abbildung II.6	Verdeutlichung der Lastsegmente anhand einer Jahresdauerlinie	16
Abbildung II.7	Vergleich verschiedener Studien: Leistungskredit von Windenergie in Prozent	17
Abbildung II.8	Struktur der Reserven für den Systembetrieb	18
Abbildung II.9	Oben: Netzlast im typischen Wochenverlauf; unten: Residuallast nach Abzug der RES-E-Erzeugung	19
Abbildung II.10	Bedarf an Grund-, Mittel-, und Spitzenlast mit und ohne RES-E-Einspeisung in Prozent (2020)	20
Abbildung II.11	Konventionelle Kraftwerksleistungen in den unterschiedlichen Lastbereichen (Jahr 2020)	21
Abbildung III.1	DENA-Netzstudie II: Netzausbauvarianten und Kosten	25
Abbildung III.2	Regionen mit strukturellen Netzengpässen im Betrachtungshorizont bis 2030	27
Abbildung III.3	Mehrkosten in Verteilungsnetzen bei unterschiedlichen RES-E-Ausbauvarianten in Prozent	29
Abbildung III.4	Treiber für den Netzausbau	30
Abbildung III.5	Möglichkeiten zur Netzanbindung von Offshore-Windparks	32
Abbildung IV.1	Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien	35
Abbildung IV.2	Speicherbedarf in Deutschland bis 2050	37
Abbildung IV.3	Entwicklung des Speicherbedarfs in Europa bei hohen Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien	37
Abbildung IV.4	Kostenvergleich zwischen verschiedenen Stromspeichertechnologien (wöchentlicher Zyklus)	38
Abbildung IV.5	Kostenvergleich zwischen verschiedenen Stromspeichertechnologien (tägliches Zyklus)	39
Abbildung IV.6	Prinzip einer diabaten CAES-Anlage	40
Abbildung IV.7	Power-to-Gas-Funktionsprinzip	44
Abbildung IV.8	Schematischer Aufbau eines Biogasblockheizkraftwerks	46
Abbildung IV.9	Traditionelle und flexible Betriebsweise einer Biogasanlage	47
Abbildung IV.10	Formen des Lastmanagements	49

	Seite
Abbildung IV.11 Übersicht über Anwendungsbereiche von Lastmanagement	49
Abbildung IV.12 Technisches Potenzial von Lastmanagement verschiedener Branchen in Abhängigkeit der Abschaltzeit	50
Abbildung IV.13 Funktionsweise des regenerativen Kombikraftwerks ...	52
Abbildung V.1 Dauerlinie der RES-E-Einspeisung 2010	55
Abbildung V.2 Dauerlinie der Residuallast des Jahres 2010	56
Abbildung V.3 Dauerlinie der RES-E-Einspeisung bis 2030	58
Abbildung V.4 Dauerlinie der Residuallast 2010 bis 2030	59
Abbildung V.5 Struktur des eingesetzten Modells	63
Abbildung V.6 Residuallast mit Flexibilisierungsoptionen für die Jahre 2010 bis 2030	65
Abbildung VI.1 Beitrag der Windenergie zur gesamten Stromproduktion in europäischen Ländern 2011 in Prozent	68

