

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Analyse

November 2015

Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050

Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge

Peter Elsner | Manfred Fishedick | Dirk Uwe Sauer (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische
Technologie ICT
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7
76327 Pfinztal
E-Mail: peter.elsner@ict.fraunhofer.de

Prof. Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
E-Mail: manfred.fischedick@wupperinst.org

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer
RWTH Aachen
Jägerstraße 17/19
52066 Aachen
E-Mail: DirkUwe.Sauer@isea.rwth-aachen.de

Autoren

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische
Technologie

Dr. Berit Erlach
acatech – Deutsche Akademie der
Technikwissenschaften

Prof. Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie

Benedikt Lunz
RWTH Aachen

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer
RWTH Aachen

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Residenz München, Hofgartenstraße 2, 80539 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise

Elsner, Peter et al. (Hrsg.): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Redaktion/Koordination

Selina Byfield, acatech
Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lunz, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz

unicommunication.de, Berlin

Druck

koenigsdruck.de, Berlin

Gedruckt auf säurefreiem Papier
Printed in EC

ISBN: 978-3-9817048-5-3

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050

Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge

Peter Elsner | Manfred Fishedick | Dirk Uwe Sauer (Hrsg.)

Vorwort

In den vergangenen Jahren ist der Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland mächtig vorangeschritten. 2014 lag ihr Anteil am Bruttostromverbrauch bei knapp 28 Prozent. Mehr als die Hälfte dieses Stroms stammt aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, deren Erzeugung mit dem Wetter schwankt. Wenn die Stromversorgung – wie im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen – bis 2050 überwiegend auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll, müssen wir ein System schaffen, das an die zunehmend fluktuierende Erzeugung angepasst ist.

Pumpspeicherkraftwerke tragen heute schon dazu bei, Bedarf und Erzeugung in Einklang zu bringen. Künftig könnten aber auch Batterien von Elektroautos dann aufgeladen werden, wenn besonders viel Wind- und Photovoltaikstrom vorhanden ist. Über längere Zeiträume ließe sich Strom über die Umwandlung in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas speichern. Flexible Kraftwerke müssen nicht zwingend mit Kohle oder Erdgas betrieben werden, Biogas oder Erdwärme sind Alternativen. Auch Solarthermie-Kraftwerke lassen sich in Kombination mit Wärmespeichern weitgehend flexibel betreiben. Ebenso könnte die Stromnachfrage mit Hilfe moderner Steuerungstechnik flexibilisiert werden.

Bei der Gestaltung des Flexibilitätsmixes gibt es also große Gestaltungsspielräume aber auch viele offene Fragen: Sollen bestimmte Technologien ausgeschlossen werden? Soll ein möglichst hoher Anteil des Stroms aus heimischen Quellen erzeugt oder die Versorgung vollständig auf Erneuerbare umgestellt werden? Welchen Kostenunterschied macht es, wenn die Versorgung eher dezentral als zentral aufgebaut wird? Gibt es für die vorgesehenen Technologien ausreichend Rohstoffe? Um zu gut begründeten Entscheidungen zu kommen, sollten die unterschiedlichen Handlungsmöglichkeiten sowie deren Konsequenzen gegeneinander abgewogen werden.

Diese und weitere Zusammenhänge wollen wir veranschaulichen, indem wir mögliche Varianten einer sicheren Stromerzeugung 2050 vergleichen. Mehr als hundert Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft haben an dieser Studie mitgewirkt. Sie haben einzelne Technologien bewertet und dabei neben technischen Aspekten auch Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, des Rohstoffbedarfs und der rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Mit kritischen Anmerkungen und kreativen Vorschlägen haben sie dazu beigetragen, die hier verwendete Methodik auszuarbeiten und den Text dieser Analyse zu gestalten. Ihnen allen sei an dieser Stelle herzlich gedankt für die vielen Stunden ehrenamtlicher Arbeit.

Berlin, August 2015



Prof. Dr. Peter Elsner



Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer



Prof. Dr. Manfred Fishedick

Inhalt

Abkürzungen	7
Einheiten	8
Zusammenfassung.....	9
1. Einleitung.....	15
2. Methodik	17
2.1 Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs.....	18
2.1.1 Auswahl illustrativer Energieszenarien	19
2.1.2 Berechnung der Residuallast für die ausgewählten Szenarien	21
2.2 Interdisziplinäre Bewertung möglicher Flexibilitätsoptionen.....	23
2.3 Deckung des Flexibilitätsbedarfs.....	27
2.3.1 Berechnungsmethodik der Modellrechnungen.....	28
2.3.2 Annahmen und Vereinfachungen	28
2.3.3 Untersuchte Varianten des Energiesystems: Szenarien und Parametersätze	29
2.4 Stärken und Grenzen der Methodik	31
2.4.1 Grenzen des Berechnungsalgorithmus	31
2.4.2 Eingrenzung auf das Stromsystem	32
2.4.3 Deutschland und Europa	33
2.4.4 Zieljahr 2050 – Orientierung für aktuelle Entscheidungen	33
2.4.5 Volkswirtschaftlicher Ansatz versus Marktdesign.....	34
2.4.6 Regionalisierung versus Zentralisierung des Energieversorgungssystems.....	35

3.	Die Rolle einzelner Technologien im Energiesystem 2050.....	36
3.1	Windkraft	36
3.2	Photovoltaik	37
3.3	Biomasse	39
3.4	Solarthermische Stromerzeugung.....	42
3.5	Geothermische Stromerzeugung	45
3.6	Konventionelle Kraftwerke	47
3.6.1	Kohlekraftwerke.....	49
3.6.2	Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke	50
3.6.3	Forschungs- und Entwicklungsbedarf	51
3.7	Speicher	52
3.8	Demand-Side-Management im Strombereich	55
3.9	Demand-Side-Management im Wärmebereich	57
3.10	Netze.....	58
3.11	Power-to-X.....	59
4.	Aussagen zu energiepolitisch relevanten Fragestellungen	62
4.1	Welche grundlegenden Charakteristika haben mögliche Stromsysteme im Jahr 2050?	62
4.2	Wie wirken sich die CO ₂ -Reduktionsziele auf den Flexibilitätspark aus?.....	64
4.3	Was bedeutet eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien für das Stromversorgungssystem?.....	69
4.4	Welche Rolle spielen Speicher im zukünftigen Energiesystem?.....	70
4.5	Welche Rolle spielen CCS, solarthermische und geothermische Stromerzeugung?	73
4.6	Wie kann die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger reduziert werden?.....	75
4.7	Wie unterscheiden sich Stromversorgungssysteme mit unterschiedlichem Netzausbau und unterschiedlichem Dezentralitätsgrad?.....	78
4.8	Welche Stromsysteme genießen hohe Akzeptanz in der Bevölkerung und warum?	80

5. Fazit	87
6. Anhang	92
6.1 Technologieparameter für die Modellrechnungen	92
6.1.1 Konventionelle Kraftwerke und Biomassekraftwerke	92
6.1.2 Geothermie	94
6.1.3 Solarthermie	94
6.1.4 Speicher	95
6.1.5 Power-to-X	97
6.2 Berechnungsmodell	98
6.2.1 Modellierung der Flexibilitätstechnologien	98
6.2.2 Kostenbasierte Technologiezuordnung	101
Literatur	103
Verwendete Szenariostudien	107
Über das Akademienprojekt	108

Abkürzungen

BaU	Business as usual, weiter wie bisher
CCS	Carbon Capture and Storage, CO ₂ -Abtrennung und Speicherung
CSP	Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke
DSM	Demand-Side-Management, verschiebbare oder abschaltbare Lasten
E2P	energy to power ratio, Energie-zu-Leistungs-Verhältnis
EE	Erneuerbare Energien
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FEE	Fluktuierende erneuerbare Energien
F&E	Forschung und Entwicklung
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf (Kraftwerk)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
SOC_{min}	minimum state of charge, Mindestladezustand
TGS	Technisch angelegte Geothermische Systeme
WEA	Windenergieanlage
η	Wirkungsgrad

Einheiten

a	Jahr
ct/kWh	Eurocent pro Kilowattstunde
€/MWh	Euro pro Megawattstunde
€/t	Euro pro Tonne
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
h/a	Stunden pro Jahr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m²	Quadratmeter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh_{el}	Megawattstunde elektrischer Energie
MWh_{th}	Megawattstunde thermischer Energie
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

Zusammenfassung

Um zum globalen Klimaschutz beizutragen, hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahre 2050 um 80 bis 95 Prozent zu senken. Einen wesentlichen Beitrag soll dabei die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien leisten. Die vorliegende Studie zeigt Möglichkeiten auf, wie die Stromversorgung der Zukunft vor diesem Hintergrund gestaltet werden könnte.

Im Gegensatz zu heute setzt sich die zukünftige Stromerzeugung nicht mehr aus typischen Grundlast, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken zusammen. Unter Berücksichtigung der Erneuerbare-Energien-Potenziale in Deutschland wird sie zukünftig stark dominiert werden von der fluktuierenden Erzeugung durch Wind und Photovoltaik (PV). Ergänzend müssen sogenannte Flexibilitätstechnologien dafür sorgen, dass die Stromerzeugung zu jeder Zeit mit der Last in Einklang gebracht werden kann. Hierzu gehören planbare und flexibel einsetzbare Stromerzeugungsanlagen (erdgas- und kohlegefeuerte Kraftwerke, Biomassekraftwerke, solarthermische und geothermische Kraftwerke), Speicher und abschaltbare beziehungsweise verschiebbare Lasten (Demand-Side-Management). Zusätzlich kann überschüssiger Strom in Wärme (Power-to-Heat) oder chemisch gespeicherte Energie (Power-to-Gas/Fuel/Chemicals) umgewandelt werden. Für eine sichere Stromversorgung muss das Portfolio an Flexibilitätstechnologien auf die Charakteristik der fluktuierenden Einspeisung abgestimmt sein. Im Fokus dieser Studie steht die Frage, welche Mischungen von Flexibilitätstechnologien bei hohen Windkraft- und Photovoltaikanteilen eine sichere Stromversorgung gewährleisten können.

Methodik und Arbeitsweise

Im Rahmen der Untersuchung wurden basierend auf einer Auswertung von 62 aktuellen Energieszenarien zunächst acht illustrative Szenarien ausgewählt, welche die unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten der Stromnachfrage einerseits und des Ausbaus an Photovoltaik sowie der On- und Offshore-Windkraft andererseits gut abbilden. Die Szenarien markieren somit den Entwicklungskorridor für die fluktuierende Einspeisung. Für ein einheitliches Wetterjahr wurden anschließend für jedes Szenario stündliche Werte der Residuallast (Differenz zwischen dem tatsächlichen Strombedarf und der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und Photovoltaik) berechnet. Dieser Bedarf an Residuallast muss durch Flexibilitätsoptionen abgedeckt werden.

Für die Residuallastberechnungen wurde ein Wetterjahr ausgewählt, in dem auch mehrwöchige Zeiträume mit wenig Wind und Solarstrahlung auftreten („Dunkelflaute“). Für eine Energieversorgung, die von Windkraft und Photovoltaik dominiert wird, gibt es daher zahlreiche Herausforderungen. Mithilfe einer eigens entwickelten Berechnungsmethode wurde für jedes Szenario ein möglichst kostengünstiges Portfolio an Flexibilitätstechnologien zusammengestellt, das den Residuallastbedarf zu jeder Stunde des Jahres sicher decken kann. Zielvorgabe für die Bestimmung des optimalen Technologiemixes ist dabei die Minimierung der Stromgestehungskosten des Gesamtsystems.

Über die vergleichende Analyse der Szenarien hinausgehend wurden die

Modellrechnungen für verschiedene Rahmenbedingungen durchgeführt, die etwa politische Vorgaben oder Fortschritte bei der Entwicklung bestimmter Technologien widerspiegeln. Beispiele für solche Rahmenbedingungen sind unterschiedliche CO₂-Minderungsvorgaben, die Fokussierung auf kleine, dezentrale Anlagen, die Berücksichtigung neuer Technologien wie die Abtrennung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) oder der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum.

Aus der Kombination der acht illustrativen Szenarien mit 16 Parametersätzen, die unterschiedliche Randbedingungen verkörpern, ergeben sich rund 130 Varianten der zukünftigen Stromversorgung. Diese wurden miteinander verglichen, um wichtige Einflussgrößen zu identifizieren und Optionen zur Ausgestaltung der Stromversorgung aufzuzeigen.

Zentrales Element der Methodik ist die Kombination aus Modellrechnungen und einem breiten Konsultationsprozess. So haben die Expertinnen und Experten der zehn beteiligten Fachgruppen die wichtigsten möglichen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität zunächst analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen. Dabei wurden zum einen die Technologieparameter für die Modellrechnungen für 2050 (zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade) festgelegt. Zum anderen wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und rechtliche Hindernisse zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert.

Bei der Entwicklung und Auswahl der Berechnungsmethodik wurde Wert auf eine geringe Rechenzeit gelegt, um in kurzer Zeit viele Parametervariationen durchführen zu können. Aus diesem Grund waren Vereinfachungen in Bezug auf die Modellarchitektur und die

Systemgrenzen notwendig. So sind die Modellrechnungen auf Deutschland begrenzt, eine mögliche Flexibilitätsbereitstellung durch Nachbarländer wird nicht betrachtet. Zudem fokussieren sich die Untersuchungen auf das Stromsystem. Eine Kopplung zwischen dem Strom- und Wärme- und/oder Verkehrssektor erfolgt nur indirekt durch die Berücksichtigung von Szenarien mit einer erhöhten Stromnachfrage, die die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors (zum Beispiel durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) abbilden. Flexibilitätspotenziale im Wärmesektor werden nur insoweit betrachtet, als sie mit einer ganzjährigen Wärmeabnahme verbunden sind (zum Beispiel Prozesswärme in der Industrie). Die Flexibilitätsbereitstellung durch Elektrofahrzeugbatterien wird im Rahmen der Betrachtungen zum Demand-Side-Management berücksichtigt.

Der Transformationspfad des Energiesystems von heute bis zum Jahr 2050 ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. So wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass alle Anlagen 2050 „auf der grünen Wiese“ neu errichtet werden. Es werden also keine bestehenden und schon abgeschriebenen Kraftwerke berücksichtigt. Auch setzen die für 2050 angenommenen technischen und wirtschaftlichen Fortschritte (zum Beispiel Wirkungsgradsteigerungen, Kostensenkungen) bei den meisten betrachteten Technologien voraus, dass die Technologien fortlaufend weiterentwickelt werden. Die damit verbundenen Kosten der Systemtransformation können mit der verwendeten Methode nicht erfasst werden.

Die Modellrechnungen für 2050 sollen Orientierung liefern, welche Weichenstellungen heute notwendig sind, um 2050 die gesteckten Ziele zu erreichen. Rahmenbedingungen sollten dann so gestaltet werden, dass eine Entwicklung des Energiesystems in Richtung des Ziel-

systems begünstigt wird. Hierbei ist eine zentrale Herausforderung, den gesamten Entwicklungspfad unter Berücksichtigung der Transformationskosten ökonomisch effizient zu gestalten.

Grundlegende Eigenschaften des zukünftigen Stromsystems

Die Modellrechnungen zeigen, dass es für die Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung eine Vielzahl an Optionen mit relativ ähnlichen Stromgestehungskosten gibt. Für eine kostenoptimale Zusammensetzung des Technologieportfolios aus den beiden Kategorien „fluktuierende Erzeuger“ (Wind und Photovoltaik) und Flexibilitätstechnologien als Schlüssel zu einer nachhaltigen Versorgung gibt es entsprechend verschiedene Möglichkeiten.

Die illustrativen Szenarien für das Jahr 2050, die für die Auslegung des Flexibilitätsportfolios zugrunde gelegt werden, weisen einen Nettostrombedarf zwischen 400 und 800 TWh pro Jahr auf. Der Anteil an Wind und Photovoltaik daran beträgt 45 bis 95 Prozent. Je höher die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik, desto seltener besteht ein Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung und desto öfter treten Zeiten auf, in denen die Erzeugung aus Wind- und Photovoltaik die Stromnachfrage übersteigt. In den Szenarien mit einem Wind- und PV-Anteil von rund 90 Prozent am Stromverbrauch besteht ein Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung nur zu etwa der Hälfte der Zeit. In der verbleibenden Zeit muss überschüssiger Strom eingespeichert, in andere Energieträger umgewandelt (Power-to-Heat, Power-to-Gas) oder abgeregelt werden. Klassische Grundlastkraftwerke, die fast ununterbrochen laufen, werden demnach in solchen Szenarien nicht mehr benötigt. Dessen ungeachtet treten auch in Szenarien mit sehr hohem Wind- und PV-Anteil mehrwöchige Dunkelflauten auf, in denen die Wind- und PV-Einspeisung gering ist

und ein erheblicher Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung besteht. Solche Extremsituationen bestimmen maßgeblich, welche Art von Flexibilitätstechnologien benötigt wird und wie viel installierte Leistung erforderlich ist.

Im Vergleich zu 1990 stoßen die betrachteten Stromsysteme 80 bis 100 Prozent weniger CO₂ aus. Werden die Emissionen statt um 80 Prozent um 90 Prozent reduziert, führt dies je nach zugrunde gelegtem Szenario zu Mehrkosten von 7 bis 15 Prozent. Eine völlig CO₂-freie Stromversorgung wäre gegenüber der 90-prozentigen Einsparung noch einmal 15 bis 30 Prozent teurer. In diesen Kosten sind allerdings noch keine Abgaben für CO₂-Emissionen enthalten. Je nach Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in einem funktionierenden europäischen Emissionshandel könnten die Mehrkosten für den umfangreicheren Klimaschutz ganz oder teilweise kompensiert werden.

Die Rolle der einzelnen Flexibilitätstechnologien

Power-to-Heat, flexibel einsetzbare **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)** mit ganzjährigem Wärmebedarf (industrielle KWK) und **Demand-Side-Management (DSM)** erweisen sich über alle Parametervariationen hinweg als robuste und kostengünstige Flexibilitätsoptionen. Die konkreten Umsetzungsmöglichkeiten dieser Technologien sollten daher im Rahmen weitergehender Untersuchungen detaillierter ermittelt werden. Die Heizwärmeversorgung bietet zusätzliche Potenziale für Power-to-Heat und flexible KWK, die mit der in dieser Studie angewandten Methodik nicht erfasst werden konnten. Eine Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Kraftstoffen oder Einsatzstoffen für die Industrie, die über die bloße Verwertung von Überschussstrom hinausgeht, kann weitere Synergiepotenziale bergen. Eine derartige

weitere Verschmelzung von Infrastrukturen und Märkten konnte mit dem hier angewandten Modell aufgrund der definierten Systemgrenzen bisher nicht betrachtet werden. Die Möglichkeiten, die sich dadurch ergeben, sollten daher in künftigen Studien genauer untersucht werden.

In dieser Analyse wird von einem **DSM-Potenzial** von mehr als 65 GW ausgegangen, welches sich im Jahr 2050 aus den Speicherkapazitäten in häuslichen PV-Batteriesystemen, in Elektrofahrzeugen, im häuslichen Wärmesektor, der Steuerung von Haushaltsgeräten (Waschmaschinen, Kühlschränke etc.) sowie DSM-Maßnahmen in der Industrie zusammensetzt. Gelingt es diese DSM-Potenziale zu erschließen, sind weitere **Kurzzeitspeicher** (Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke) nicht zwingend notwendig, da Flexibilität im Bereich einiger Stunden durch DSM ausreichend zur Verfügung gestellt wird. Allerdings könnten Netzengpässe, vor allem im Verteilnetz, und Flexibilitätsbedarfe unterhalb einer Stunde den Speicherbedarf erhöhen. Der Speicherbedarf erhöht sich auf für Lösungen zur Erhöhung der Energieautonomie, beispielsweise durch Installation von Speichern, die es Haushalten ermöglichen, möglichst viel von ihrem erzeugten PV-Strom selbst zu nutzen. Derartige Aspekte sind im Modell nicht abgebildet.

Um mehrwöchige Dunkelflauten zu überbrücken, sind **Langzeitspeicher** (Wasserstoff- oder Methanspeicher) oder flexible Kraftwerke erforderlich. Langzeitspeicher kommen dabei in erster Linie bei ambitionierten Klimaschutzzielen sowie hohen Anteilen von Wind und Photovoltaik zum Einsatz, während bei weniger stringenten CO₂-Minderungszielen stattdessen bevorzugt Erdgaskraftwerke eingesetzt werden.

Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerke spielen in allen Szenarien für die Strom-

versorgung 2050 eine zentrale Rolle. Sie werden je nach CO₂-Minderungszielen mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff (als Teil von Gasspeichersystemen) betrieben. Die Entwicklung brennstoffflexibler Feuerungen würde künftig eine sukzessive Umstellung auf CO₂-ärmere Brennstoffe ermöglichen und kann den Modellrechnungen zufolge als eine der wichtigsten Aufgaben gelten.

Kohlekraftwerke ohne CCS kommen im Jahr 2050 nur bei weniger ehrgeizigen CO₂-Minderungszielen zum Einsatz. Bestehende Kohlekraftwerke spielen vor dem Hintergrund von Versorgungssicherheit und Systemstabilität jedoch in der Transformationsphase des Stromsystems noch eine wichtige Rolle, dies allerdings mit abnehmender Auslastung. Eine weitgehende Flexibilisierung von Kohlekraftwerken, die es ermöglicht, die erforderlichen Lastwechsel in einem System mit hoher Wind- und PV-Einspeisung zu bewältigen, wird von Kraftwerksexperten als grundsätzlich machbar eingeschätzt.

Die CO₂-Minderungsvorgaben begrenzen den Umfang, in dem fossile Brennstoffe eingesetzt werden können. Als CO₂-ärmere Alternativen zur Stromerzeugung kommen Braunkohlekraftwerke mit CCS, Biomassekraftwerke, geothermische Kraftwerke und der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum infrage. Braunkohle mit CCS, geothermische und solarthermische Kraftwerke eignen sich aufgrund ihrer Kostenstruktur vorrangig für Einsatzbereiche mit einer hohen Auslastung. Bei Stromsystemen mit mehr als 90 Prozent fluktuierender erneuerbarer Erzeugung kommen CCS, der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus der Mittelmeerregion sowie geothermische Stromerzeugung aufgrund der extremen Volatilitäten nicht zum Einsatz.

Braunkohle mit CCS ist nach den getroffenen Annahmen zwar eine relativ

kostengünstige Option der CO₂-Vermeidung, stößt aber in Deutschland aktuell auf geringe gesellschaftliche und politische Akzeptanz. Für die **geothermische Stromerzeugung** stellen sich andere Herausforderungen. Hier müssten gegenüber heutigen Pilotanlagen die Kosten um etwa 70 Prozent sinken, um Gesamtsystemkosten auf einem ähnlichen Niveau wie die anderen Stromerzeugungstechnologien zu erreichen. Der Import von Strom aus **solarthermischen Kraftwerken** aus Marokko ist unter den getroffenen Annahmen in vielen Szenarien mit einem Anteil fluktuierender Erneuerbarer unter 90 Prozent wettbewerbsfähig. Die Realisierbarkeit dieser Option hängt allerdings von den politisch-regulatorischen Rahmenbedingungen wie der Entwicklung eines europäischen Energiebinnenmarktes sowie der generellen Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland und allen von der Durchleitung betroffenen Ländern ab.

Biogasverstromung kommt ab einem Emissionsreduktionsziel von 90 Prozent gegenüber 1990 in fast allen untersuchten Varianten der Stromerzeugung zum Einsatz. In den Modellrechnungen wird davon ausgegangen, dass das aufbereitete Biogas ins Erdgasnetz eingespeist und in Gasturbinen- oder Gas- und-Dampf-Kraftwerken verstromt wird, sodass eine vollflexible Stromerzeugung möglich ist. Auf den Einsatz von Biogas zur Stromversorgung kann nur dann verzichtet werden, wenn der Anteil an Wind und Photovoltaik sehr hoch ist oder wenn solarthermische Kraftwerke oder Braunkohle-CCS genutzt werden. In vielen Szenarien werden die angenommenen Potenziale für Biogas weitgehend ausgeschöpft. Einer ganzheitlichen, sektorenübergreifenden Biomassestrategie zur korrekten Einschätzung der Potenziale und deren Verteilung auf alle Nutzungsarten (Nahrungs- und Futtermittelherstellung, stoffliche Verwertung sowie Verkehrs-, Strom- und Wärmesektor) kommt daher eine hohe Bedeutung zu.

Die fluktuierenden Stromerzeuger **Wind und Photovoltaik** spielen in allen betrachteten Zukunftsszenarien für 2050 eine wichtige Rolle. Photovoltaik und Onshore-Windenergie bieten die günstigsten Stromgestehungskosten aller betrachteten erneuerbaren Energietechnologien. Eine hohe CO₂-Minderung bei gleichzeitiger signifikanter Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten kann nur bei einem hohen Anteil von Wind und Photovoltaik erreicht werden. Das Gleiche gilt für eine hohe CO₂-Reduktion bei gleichzeitiger Vermeidung von Technologien, bei denen die politische oder gesellschaftliche Akzeptanz oder die breite Umsetzbarkeit noch nicht geklärt ist (CCS, CSP – Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke und Geothermie).

Der Einfluss eines umfassenden **Ausbaus der Übertragungsnetze** wurde abgeschätzt, indem die Stromgestehungskosten zum einen unter Annahme eines idealen Netzausbaus („Kupferplatte Deutschland“) und zum anderen einer Aufspaltung Deutschlands in Regionen mit separater Versorgung ermittelt wurden. Es zeigt sich, dass die Aufspaltung in drei Regionen ohne Berücksichtigung von Netzkosten zu höheren Stromgestehungskosten führt. Eine genaue Quantifizierung des Einflusses von Netzausbaumaßnahmen sollte in weiteren Untersuchungen erfolgen.

Die Zusammensetzung des Energiesystems wird entscheidend von der **gesellschaftlichen Akzeptanz** abhängen. Meinungsumfragen zufolge haben die erneuerbaren Energien die höchste Zustimmung von allen Energietechnologien. Gleichzeitig werden kleine, dezentrale Anlagen gegenüber großen Anlagen und einer zentral organisierten Versorgung bevorzugt. Während es einige Untersuchungen zur Akzeptanz einzelner Stromerzeugungstechnologien gibt, ist der Wissensstand in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz verschiedener Op-

tionen zur Gestaltung des Gesamtsystems insgesamt noch gering und sollte durch empirische Untersuchungen weiter ausgebaut werden.

Forschung und Entwicklung spielt für alle betrachteten Technologien eine zentrale Rolle, um weitere Kostensenkungspotenziale zu erschließen. Neben der Weiterentwicklung der einzelnen Technologien, beispielsweise durch Steigerung der Effizienz und Reduktion des Materialeinsatzes, kommt auch der Systemeinbindung der verschiedenen Technologien in das Stromnetz eine große Bedeutung zu.

1. Einleitung

Eine nachhaltige Energieversorgung muss eine massive Verringerung der CO₂-Emissionen mit sich bringen und gleichzeitig die Abhängigkeit von Energieträgern reduzieren, die durch Ressourcenknappheit oder politische Unwägbarkeit als kritisch angesehen werden. Gleichzeitig muss die Energieversorgung immer auch zuverlässig, möglichst kostengünstig und von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen sein. Vor diesem Hintergrund gilt als unstrittig, dass ein zukünftiges Versorgungssystem einen hohen Anteil der Nutzenergie aus regenerativen Quellen gewinnen wird. In Deutschland werden Windkraft und Photovoltaik dabei eine zentrale Rolle spielen.

Das heutige Stromversorgungssystem basiert auf der Grundprämisse, dass die Stromerzeugung dem Verbrauch folgt. Dafür hat sich ein differenzierter Kraftwerkspark herausgebildet, der sicherstellt, dass zu jedem Zeitpunkt genau die benötigte Menge an Strom zur Verfügung gestellt wird. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energiequellen wie Biogas oder Geothermie sind Windkraft und Photovoltaik allerdings fluktuierend, sodass ein grundlegender Wandel in der Betriebsführung des Systems erforderlich wird: Es muss negative Ausgleichsleistung bereitgestellt werden, wenn mehr erzeugt als verbraucht wird, und positive Ausgleichsleistung, wenn weniger erzeugt als gebraucht wird. Dieser Ausgleich zwischen fluktuierender Erzeugung und Verbrauch wird als **Flexibilität** bezeichnet.

Ziele der Analyse

In den Szenarien und Diskussionen über die künftige Struktur der Energieversorgung gehen die Ansichten über die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sinnvolle Zahl an Windkraft- und Photovoltaikanlagen auseinander. Auch wird kontrovers diskutiert, wie der zeitliche und räumliche Ausgleich zwischen der fluktuierenden Leistungserzeugung und der schwankenden Leistungsnachfrage zuverlässig und zu den geringstmöglichen Kosten bewerkstelligt werden kann. Diese Frage hat die Ad-hoc-Arbeitsgruppe „Flexibilitätskonzepte“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) in den Blick genommen: Wie kann in einem System mit hohem Anteil erneuerbarer Energien ausreichend und kostengünstig die notwendige Flexibilität bereitgestellt werden?

Die Arbeitsgruppe hat es sich dabei zur Aufgabe gemacht, nicht nur Speichersysteme für die Bereitstellung der Flexibilität zu betrachten, sondern die Gesamtheit aller Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Seite der Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher zu berücksichtigen. Ziel dieser Analyse ist es, das Portfolio möglicher Technologien im Hinblick auf technische Potenziale und Kosten darzustellen sowie deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu analysieren. Daraus ergeben sich Optionen, wie für unterschiedliche Ausbaugrade erneuerbarer Energien insgesamt und der fluktuierenden Windkraft und Photovoltaik im Besonderen die notwendige Flexibilität bereitgestellt werden kann. Dabei werden nicht nur die technischen und die wirt-

schaftlichen Aspekte einbezogen, sondern auch die Akzeptanz der Technologien in der Gesellschaft, die Verfügbarkeit von Ressourcen zum Bau der jeweiligen Systeme, die technische Machbarkeit des großtechnischen Einsatzes neuer Technologien sowie die rechtlichen Fragen, die sich aus dem Energiewirtschaftsrecht oder dem Bau-, Umwelt- und Emissionsrecht ergeben.¹

Im Ergebnis zeigt die Studie verschiedene Möglichkeiten auf, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 bei einer CO₂-Reduktion um 80 bis 100 Prozent im Stromsektor aussehen könnte. Sie liefert dabei einen Überblick über die technischen Optionen, den Bedarf an Technologien unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen sowie Einschätzungen zu den Kostenunterschieden verschiedener Realisierungsmöglichkeiten für die zukünftige Energieversorgung.

Keine der untersuchten Technologien ist unverzichtbar oder alternativlos. Allerdings führen Alternativen in den meisten Fällen zu anderen Belastungen, einer anderen Verteilung von Kosten und Nutzen und gegebenenfalls auch zu höheren Gesamtkosten. Indem sie die Alternativen und deren Konsequenzen möglichst transparent darstellen, möchten die Autoren dieser Analyse einen Beitrag zur gesamtgesellschaftlichen Diskussion über den Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten.

Warum 2050?

Ein umfassender Umbau des Energiesystems benötigt Zeit. Der Aufbau von Infrastrukturen wie etwa Gaspipelines oder Häfen für den Kohleimport dauert Jahre oder gar Jahrzehnte, nicht zuletzt bedingt durch umfangreiche und langlaufende Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Technologien, die möglicherweise 2050 eine maßgebliche Rolle bei der Stromversorgung spielen könnten, befinden sich teilweise noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium und müssen für den großtechnischen Einsatz weiterentwickelt werden. Zudem haben viele Komponenten des Energiesystems wie Netze, Kraftwerke, Speicher oder Investitionen in Energiesparmaßnahmen sehr lange Abschreibungszeiträume von typischerweise 30 bis 50 Jahren. Können die Anlagen beispielsweise aufgrund wechselnder Rahmenbedingungen nicht über einen entsprechend langen Zeitraum betrieben werden, steigen die Kosten des Gesamtsystems.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, einen langfristigen gesellschaftlichen Konsens darüber anzustreben, was eine emissionsarme Energieversorgung wert ist, welche Form der Energieversorgung gewünscht wird, welche Eingriffe in Landschaft und Umwelt als akzeptabel gelten, was Alternativen kosten dürfen und welche Zuverlässigkeit der Energieversorgung notwendig ist.

Aufbau der Studie

Im folgenden Kapitel 2 werden zunächst die Vorgehensweise in der Arbeitsgruppe und die verwendeten Analysemethoden erläutert. Kapitel 3 gibt einen Überblick über die mögliche Rolle der untersuchten Technologien im Stromsystem 2050. Wie der Anlagenpark unter verschiedenen Randbedingungen — zum Beispiel unterschiedlich ambitionierte Klimaschutzziele oder ein umfangreicher beziehungsweise geringerer Netzausbau — aussehen könnte und wie sich dies auf die Gesamtsystemkosten auswirkt, wird in Kapitel 4 anhand ausgewählter energiepolitisch relevanter Fragestellungen diskutiert. In Kapitel 5 werden schließlich die Kernaussagen zusammengefasst, die die Arbeitsgruppe aus den Untersuchungen abgeleitet hat.

¹ Die detaillierten Ergebnisse aus den Fachgruppen zur Bewertung der einzelnen Technologien werden Ende 2015 als *Technologiesteckbriefe* veröffentlicht.

2. Methodik

Die technisch-ökonomische Modellierung von Energiesystemen hat sich seit den 1980er Jahren zu einem immer wichtigeren Werkzeug entwickelt, um die Funktionsweise regionaler, nationaler und globaler Energiesysteme zu erforschen. Im Fokus der Untersuchungen steht dabei zumeist die Entwicklung von Szenarien, die zeigen, wie die Energieversorgung in Richtung erneuerbarer Energien umgebaut werden kann und wie sich dies auf CO₂-Emissionen und Kosten auswirkt. Um reale Energiesysteme mit allen wichtigen Wechselwirkungen und Systemzusammenhängen möglichst realistisch abzubilden, wurden zunehmend aufwendige Berechnungsmodelle entwickelt. Die Rechenzeit dieser teilweise sehr komplexen Modelle beträgt mehrere Tage bis Wochen, sodass für eine Studie meist nur eine sehr begrenzte Zahl an Modellrechnungen durchgeführt werden kann.

Die hier erarbeitete Analyse basiert auf einem anderen Ansatz: Es wurde eine Methode entwickelt, mit deren Hilfe sich innerhalb weniger Minuten eine überschlägige Auslegung der Stromversorgung berechnen lässt. Sie wurde genutzt, um eine große Anzahl von alternativen Systemkonstellationen (circa 130) zu entwerfen. Von diesen wird angenommen, dass sie die Bandbreite der möglichen Entwicklungen der Stromversorgung gut abdecken. Auf diese Weise können unterschiedlich ausgestaltete Stromsysteme miteinander verglichen und der Einfluss verschiedener Rahmenbedingungen (zum Beispiel politischer Entscheidungen für oder gegen bestimmte Technologien) bewertet werden.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis für die Modellrechnungen zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. Dazu haben Fachleute zunächst die wichtigsten möglichen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und mithilfe einer Ampelsystematik einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen (siehe Abschnitt 2.2). Darauf basierend wurden die Technologieparameter für 2050 (zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade) für die Modellrechnungen festgelegt. Qualitative Bewertungsfaktoren wie etwa die gesellschaftliche Akzeptanz der Technologien wurden herangezogen, um unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Modellrechnungen zu definieren. Beispielsweise wurden aufgrund der Präferenz der Bevölkerung für kleine, dezentrale Anlagen Modellrechnungen durchgeführt, die einen geringen Ausbau des Übertragungsnetzes oder die ausschließliche Verwendung kleiner, dezentraler Stromerzeugungsanlagen zugrunde legen.

Die Arbeiten der Gruppe gliederten sich in folgende Arbeitspakete:

1. Zehn technologiespezifische Fachgruppen, besetzt mit Fachleuten aus Wissenschaft und Industrie, charakterisierten und bewerteten die relevanten Technologien anhand von technischen Daten, Kosten und Entwicklungspotenzialen bis 2050. Auch der Ressourcenbedarf und gesellschaftliche Fragen wie Akzeptanz wurden berücksichtigt. Die betrachteten Technologien sind Windkraft, Photovoltaik, Biomasse,

Solarthermie, Geothermie, Speicher, Netze, konventionelle Kraftwerke und Demand-Side-Management im Strommarkt sowie im Wärmemarkt.

2. Die Fachgruppe „Energieszenarien“ untersuchte den Flexibilitätsbedarf möglicher Energiesysteme im Jahr 2050. Hierfür wurden aktuelle in der Literatur vorliegende Energieszenarien analysiert und daraus acht illustrative Szenarien ausgewählt, die abbilden, wie ein zukünftiges Energiesystem aussehen könnte. Für die Szenarien wurde die sogenannte Residuallast (Last, die nach Abzug der fluktuierenden Einspeisung durch regelbare Einheiten gedeckt werden muss), die maßgeblich den Flexibilitätsbedarf im System bestimmt, ermittelt und unter verschiedenen Rahmenbedingungen ausgewertet.
3. Mithilfe eines für die Arbeitsgruppe entwickelten Rechenalgorithmus wurde ausgehend von der Residuallast bestimmt, welche Flexibilitätstechnologien im Jahresverlauf geeignet sind, um die Stromnachfrage vollständig abzudecken. Um den vielfältigen Unsicherheiten und politischen Präferenzen gerecht zu werden, wurden diese Berechnungen nicht nur für die ausgewählten Szenarien durchgeführt, sondern auch für zahlreiche Parametervariationen (zum Beispiel eingeschränkte Technologieverfügbarkeit, eingeschränkter Netzausbau und überregionaler Stromaustausch sowie niedrige/hohe CO₂-Minderungsziele).
4. Ausgehend von diesen Ergebnissen wird die Rolle der verschiedenen Technologien für die Stromversorgung der Zukunft diskutiert. Anhand ausgewählter energiepolitischer Fragestellungen werden Optionen aufgezeigt, wie die zukünftige Stromversorgung gestaltet werden könnte, welche Kosten damit einhergehen und welche Chancen und Risiken damit verbunden sind.

Berücksichtigt wurden alle Technologien, denen Experten eine seriöse Chance auf

Umsetzung unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten geben. Dabei wurde der durch Forschung und Entwicklung erreichbare Fortschritt gegenüber dem heutigen Stand der Technik berücksichtigt. Abbildung 1 zeigt die Vorgehensweise in der Ad-hoc-Gruppe.

2.1 Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs

Die Fachgruppe „Energieszenarien“ hat 18 aktuell in der Literatur vorliegende Energiesystemstudien für Deutschland mit insgesamt 62 unterschiedlichen Szenarien ausgewertet. Daraus wurden acht Szenarien ausgewählt, die den Entwicklungskorridor des Energiesystems bis zum Jahr 2050 möglichst gut erfassen und als jeweils repräsentativ für eine spezifische Entwicklungslinie angesehen werden können. Die ausgewählten Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Klimaschutzziele (Trendentwicklung versus Klimaschutz gemäß den Zielen der Bundesregierung oder darüber hinaus), der Einsatzmöglichkeit von CO₂-Abtrennung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) sowie insbesondere des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der in den betrachteten Szenarien zwischen 39 Prozent und 87 Prozent liegt.

Aus den Szenarien werden die Residuallastkurven für alle 8.760 Stunden im Jahr berechnet. Darauf basierend wird der Flexibilitätsbedarf der einzelnen Szenarien beschrieben. Die berechneten Residuallastkurven dienen als Eingangsdaten für die Modellrechnungen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs (siehe Abschnitt 2.3).

In Abschnitt 2.1.1 wird das Auswahlverfahren für die illustrativen Szenarien dargestellt. Details zur Berechnung der Residuallastkurven und des resultierenden Flexibilitätsbedarfs des Energiesystems finden sich in Abschnitt 2.1.2.

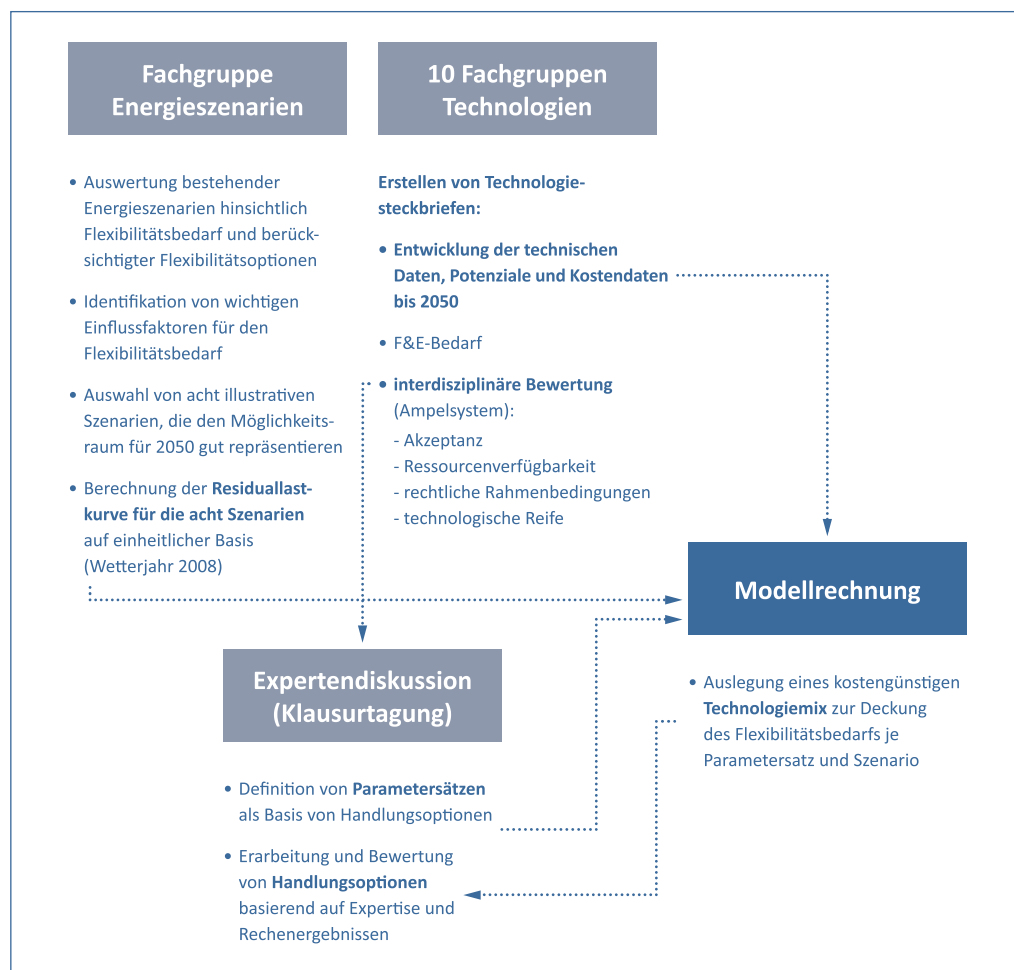


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Arbeitsweise der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

2.1.1 Auswahl illustrativer Energieszenarien

Das Energiesystem unterliegt fortwährenden Veränderungsprozessen und ist durch vielfältige Wechselwirkungen mit internen und externen Faktoren geprägt. Nicht zuletzt aufgrund der hohen Systemkomplexität und der Vielzahl an technischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Einflussfaktoren kann die zukünftige Entwicklung des Energiesystems nicht eindeutig vorausgesagt werden, sondern ist durch ein hohes Maß an Unsicherheiten gekennzeichnet. Vor diesem Hintergrund haben sich Energieszenarien als Analysehilfsmittel für die Diskussion der Gestaltungsmöglichkeiten des Energiesystems etabliert. Sie greifen den Umstand der Komplexität und Unbestimmtheit des Systems auf und versuchen mögliche Zukunftspfade auf der Basis in sich konsistenter Annahmen zu

beschreiben. Dabei weisen sie den an sich unsicheren Größen spezifische Werte zu und machen somit diese Annahmen transparent. Energieszenarien versuchen daher nicht die höchst wahrscheinliche Entwicklung zu beschreiben, sondern mögliche zukünftige Entwicklungslinien zu skizzieren, die so eintreten könnten, wenn die getroffenen Annahmen zutreffen.

Im Rahmen der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ wurde eine Meta-Analyse bestehender Energieszenarien für Deutschland durchgeführt und dabei insbesondere das Stromsystem detailliert betrachtet. Geht man davon aus, dass jede mögliche Entwicklung des Energiesystems in einem der bestehenden Energieszenarien abgebildet ist, so erlaubt diese Meta-Analyse den Möglichkeitsraum einer zukünftigen Entwicklung des Energiesys-

tems aufzuzeigen und die verschiedenen Ausprägungen dieser Entwicklung in der Übersicht darzustellen. Gleichzeitig dient die vergleichende Szenarioanalyse dazu, zentrale Einflussgrößen auf den Flexibilitätsbedarf zu bestimmen und robuste, das heißt von unterschiedlichen Annahmen weitgehend unabhängige, Entwicklungslinien zu identifizieren.

Ausgehend von einer umfassenden Literaturanalyse wurden einzelne Energieszenarien bestimmt, die als weitgehend repräsentativ für bestimmte Ausprägungen des Energiesystems anzusehen sind und als „illustrative“ Szenarien den gesamten Möglichkeitsraum beschreiben helfen. Diese illustrativen Szenarien dienen im Rahmen des Gesamtverfahrens als Ausgangsmaterial für weitergehende Berechnungen. Insbesondere wurden sie für Residuallastanalysen eingesetzt. Die Auswahl der zu betrachtenden Szenarien erfolgte systematisiert in vier Schritten:

Im ersten Schritt wurden aktuelle Energieszenario-Studien identifiziert. Insgesamt wurden 18 in der Literatur vorliegende Energiesystemstudien mit 62 Szenarien ausgewertet.

Im zweiten Schritt wurde eine Vorauswahl an näher zu betrachtenden Szenarien getroffen. Ob ein Energieszenario in die nähere Auswahl übernommen wurde, hing neben der Aktualität unter anderem maßgeblich davon ab, ob die wichtigsten Kenngrößen für die Beschreibung des Stromsystems in einer quantitativen Darstellung vorliegen. Als Mindestanforderung galt hier, dass die resultierende Stromerzeugung und die installierte Kapazität in ausreichendem Detailgrad (das heißt insbesondere Aufschlüsselung nach Energieträgern) ausgewiesen wurden. Zudem sollten die Studien frühestens 2009 erschienen sein.

Im dritten Schritt wurden für die verbleibenden 29 Szenarien wesentliche

Eigenschaften des Stromsystems, die besonders relevant für den Flexibilitätsbedarf sind, herausgearbeitet und vergleichend gegenübergestellt.

Für die Szenarien wurde jeweils geprüft, ob sie einem dieser Kriterien in besonderer Weise entsprechen. Folgende Indikatoren wurden für die Charakterisierung verwendet:

1. Business-as-Usual(BaU)-orientierte Entwicklung (Atomenergieausstieg bis 2022, insbesondere keine Vorgabe ambitionierter Klimaschutzziele bis 2050)
2. Klimaschutzvorgabe bei einer weiter stark zentralistisch orientierten Stromerzeugungsstruktur (CCS kommt in relevantem Ausmaß zum Einsatz)
3. Orientierung am Energie- und Klimaschutzkonzept der Bundesregierung (Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zu einem Anteil von rund 80 Prozent im Jahr 2050 beschränkt)
4. Erreichung der Klimaschutzziele und starker Ausbau erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (über 80 Prozent EE) sowie
 - Umsetzung einer umfassenden Power-to-X-Strategie, das heißt Auskopplung großer Energiemengen aus dem Stromsektor zur Versorgung anderer Sektoren
 - Möglichkeit von Nettostromimport (aus erneuerbaren Energien) in wesentlichem Umfang
 - deutliche Einschränkung des Stromaustauschs mit dem Ausland (Extremannahme, nur theoretische Relevanz)
 - besonders hoher Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden Quellen
 - besonders niedriger Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden Quellen
 - gleichmäßige geografische Verteilung der Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (hoher Anteil Photovoltaik und Onshore-Windenergie)

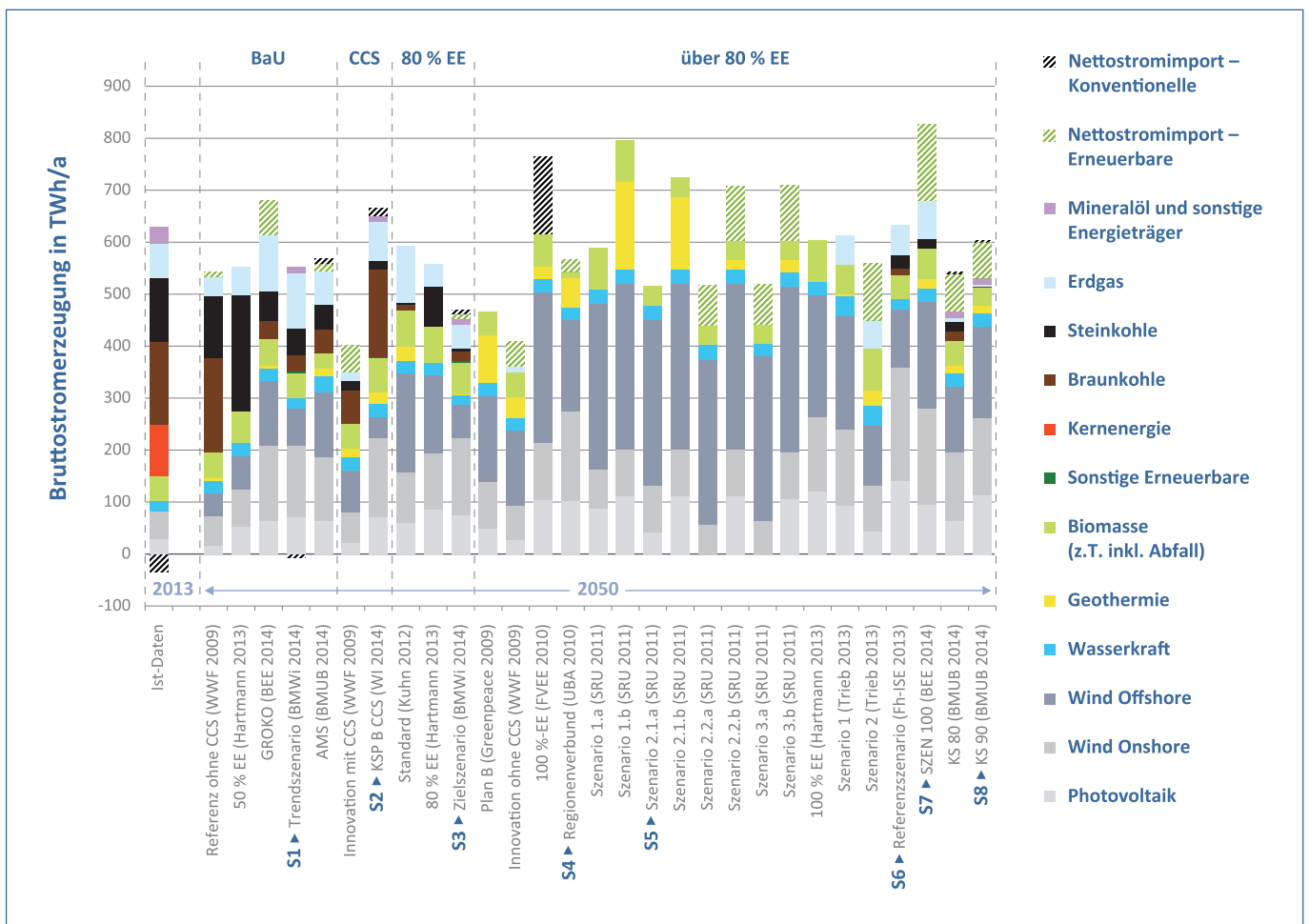


Abbildung 2: Bruttostromerzeugung der 29 verbleibenden Energieszenarien und für die weiteren Betrachtungen ausgewählte illustrative Szenarien (S1 bis S8)

Der Vergleich der Szenarien spannt aus heutiger Sicht den Möglichkeitsraum für die Entwicklung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 gut auf. Dies wird insbesondere sowohl an der großen Bandbreite der Stromnachfrage als auch am Mix der Erzeugungstechnologien deutlich. So schwankt die Stromnachfrage zwischen unter 400 TWh und bis zu über 800 TWh (Abbildung 2), die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (das heißt Windenergie und Photovoltaik) liegt zwischen 39 Prozent und 87 Prozent.²

Im vierten und letzten Schritt wurde für jedes der Kriterien jeweils ein illus-

tratives Szenario ausgewählt. In Tabelle 1 findet sich eine tabellarische Übersicht der gewählten Kriterien und der jeweils passenden Szenarien. Das für ein Kriterium als repräsentativ ausgewählte (illustrative) Szenario ist dabei fett hervorgehoben. Die weiteren Analyse- und Berechnungsschritte greifen ausschließlich auf diese acht illustrativen Szenarien zurück.

2.1.2 Berechnung der Residuallast für die ausgewählten Szenarien

Geht man davon aus, dass die als repräsentativ ausgewählten (illustrativen) Szenarien den Möglichkeitsraum für die Entwicklung des Energiesystems gut beschreiben, dann können sie helfen einzuschätzen, welche mögliche Bandbreite an Anforderungen zukünftig an Flexibilitätsoptionen gestellt wird. Hierzu wird für jedes der illustrativen Szenarien die

² Die in den Modellrechnungen verwendeten Strommengen aus Onshore-Wind liegen durch abweichende Annahmen zu den Volllaststunden etwas höher, wodurch auch der FEE-Anteil insgesamt etwas höher liegt als in den ursprünglichen Szenarien.

	Eigenschaft des zukünftigen Stromsystems	Kriterium (für das Jahr 2050)	Anteile der Erneuerbaren an der Deckung der endenergetischen Stromnachfrage (im Jahr 2050)	Infrage kommende Szenarien ³ (Fett markierte Szenarien wurden zur weiteren Analyse ausgewählt)
1	Kein ambitionierter Klimaschutz bis 2050	CO ₂ -Reduktion von weniger als 70 % (gegenüber 1990)	offen	→ Referenz ohne CCS (WWF 2009) → 50 % EE (Hartmann 2013) → GROKO (BEE 2014) → Trendszenario (BMW 2014-1) → Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (BMUB 2014)
2	CCS kommt in relevantem Ausmaß zum Einsatz	CCS-Anteil liegt bei mindestens 15 %	offen	→ Innovation mit CCS (WWF 2009) → KSP B CCS (WI 2014)
3	EE-Ausbauziel der Bundesregierung wird nur knapp erreicht	EE-Anteil liegt bei circa 80 % (78 – 82 %)	circa 80 %	→ Standard (Kuhn 2012) → 80 % EE (Hartmann 2013) → Zielszenario (BMW 2014-1)
4	Bedeutende Power-to-X-Strategie	Anteil der Stromerzeugung für Elektrolyse liegt bei mindestens 15 %	über 80 und bis 100 % + X	→ Regionenverbund (UBA 2010) → Referenzszenario (Fh-ISE 2013) → SZEN 100 (BEE 2014) → KS 90 (BMUB 2014)
5	Nettostromimport in wesentlichem Umfang	Nettostromimport-Anteil liegt bei mindestens 15 %	über 80 und bis 100 % (ggf. + X)	→ 100 %-EE (FVVE 2010) → Szenarien 2.2.a, 2.2.b, 3.a oder 3.b (SRU 2011) → Szenario 2 (Trieb 2013) → SZEN 100 (BEE 2014)
6	Keinerlei Stromaustausch mit dem Ausland	Keinerlei Stromimport oder Stromexport	über 80 und bis 100 % (ggf. + X)	→ Szenarien 1.a und 1.b (SRU 2011) → 80 % EE und 100 % EE (Hartmann 2013) → Referenzszenario (Fh-ISE 2013)
7	Besonders hoher Anteil fluktuierender Erneuerbarer	Anteil von Wind und PV liegt bei mindestens 75 %	über 80 und bis 100 % (ggf. + X)	→ Regionenverbund (UBA 2010) → Szenarien 1.a und 2.1.a (SRU 2011) → 100 % EE (Hartmann 2013) → Szenario 1 (Trieb 2013)
8	Besonders niedriger Anteil fluktuierender Erneuerbarer	Anteil von Wind und PV liegt bei unter 60 %	über 80 und bis 100 % (ggf. + X)	→ Innovation ohne CCS (WWF 2009) → Standard (Kuhn 2012) → Szenario 2 (Trieb 2013) → SZEN 100 (BEE 2014)
9	Gleichmäßige geografische Verteilung der EE-Anlagen	Anteil von Onshore-Wind und PV liegt bei über 45 %	über 80 und bis 100 % (ggf. + X)	→ Regionenverbund (UBA 2010) → Referenzszenario (Fh-ISE 2013) → Zielszenario (BMW 2014-1)

Tabelle 1: Kriterien des Stromsystems 2050 und passende Szenarien. Die jeweils illustrativen Szenarien sind fett hervorgehoben.

Residuallast bestimmt. Als zentrale Eingangsgrößen für die Residuallastberechnungen wurden die von den Szenarien ausgewiesene Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien und die Stromnachfrage verwendet (siehe Abbildung 3). Alle weiteren durch die Szenarien festgelegten Parameter

werden für die weiteren Untersuchungen nicht verwendet. Der definierte Szenariokorridor legt also lediglich die installierten Leistungen der fluktuierenden Erneuerbaren (Onshore-/Offshore-Wind und PV) sowie die Stromnachfrage fest.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Szenarien herzustellen, wurde die Residuallast für alle Szenarien mit einem einheitlichen Ver-

³ Die Literatur ist im Kapitel „Verwendete Szenariostudien“ auf Seite 106 aufgeführt.

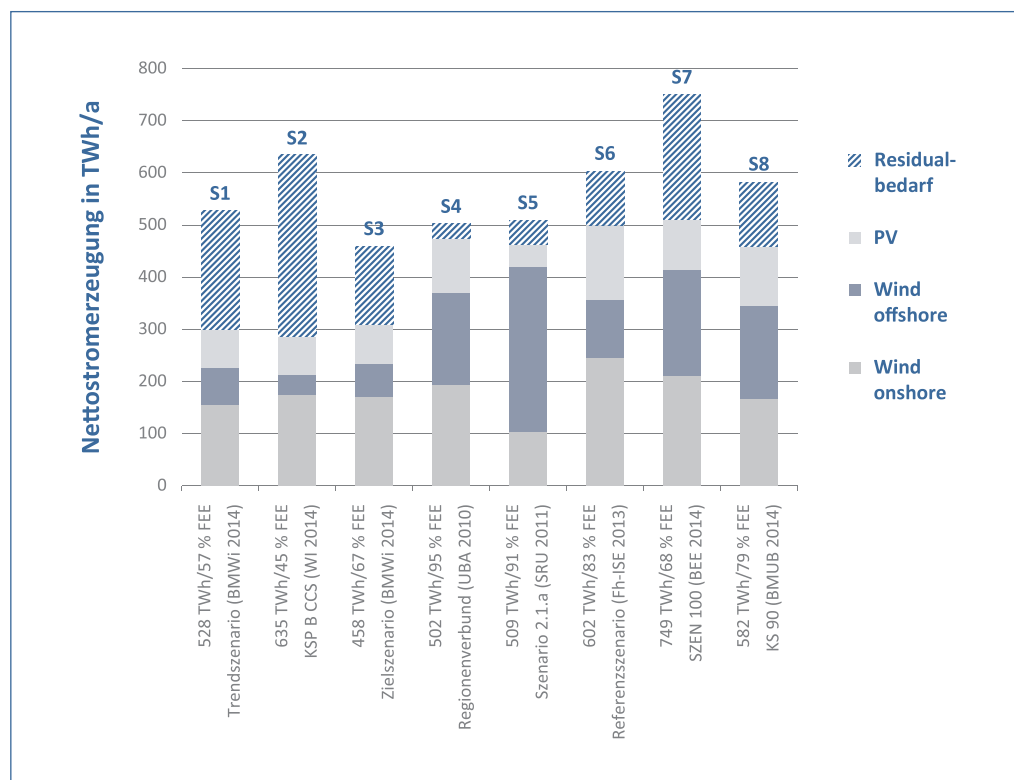


Abbildung 3: Nettostromerzeugung aus PV und Wind in den verschiedenen Szenarien. Prozentuale Anteile von Wind und PV in den Bezeichnungen der Szenarien sind auf den Nettostrombedarf bezogen und stellen maximale Anteile dar, wenn keine Abregelung von fluktuierender Erzeugung erfolgt.

fahren berechnet. Es wurden für alle Szenarien sowohl einheitliche technische Parameter der Erzeugungsanlagen (das heißt zum Beispiel spezifische Windgeschwindigkeits-Leistungskennlinien für repräsentative Windenergiekonverter) als auch die gleichen Annahmen für die geografische Verteilung der Erneuerbare-Energien-Anlagen über Deutschland zugrunde gelegt.⁴ Mithilfe von physikalisch-technischen Modellen wurden für die Residuallastanalysen zunächst Wetterdaten des Jahres 2008 in Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien überführt. So wird beispielsweise mithilfe von Windkraftanlagenkennlinien die Windgeschwindigkeit in die Stromabgabe umgerechnet. Dabei wurde aufgrund der Datenverfügbarkeit eine stündliche zeitliche Auflösung gewählt.

Auch für die Stromnachfrage wurde für die ausgewählten Szenarien eine Lastkurve aus stündlichen Werten modelltechnisch nachgebildet. Dabei wurde für alle Szenarien die gleiche Lastcharakteristik angenommen und mit der gesamten Stromnachfrage des jeweiligen Szenarios skaliert. Die Residuallast – als Kenngröße für die von den nicht fluktuierend einspeisenden Stromerzeugungsoptionen zu deckende Nachfrage – wurde schließlich ermittelt, indem von der Lastkurve die modellierte fluktuierende Einspeisung abgezogen wurde.

2.2 Interdisziplinäre Bewertung möglicher Flexibilitätsoptionen

In einem breiten Konsultationsprozess wurde mit über 100 Expertinnen und Experten in zehn Fachgruppen der Stand der Technik sowie der zu erwartende Stand der Technik und die Kostenstruk-

⁴ Während das gewählte Verfahren auf eine Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien abzielt, könnte mit einer Optimierung der geografischen Verteilung eine Minimierung des Energietransportbedarfs stattfinden.

tur im Jahr 2050 für alle wesentlichen Technologien, die Flexibilität liefern können, analysiert und quantifiziert. Die Parameter wurden von den technologiespezifischen Fachgruppen, deren Zusammensetzung den Seiten „Über das Akademienprojekt“ zu entnehmen ist, diskutiert und gemeinsam verabschiedet. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den technischen Möglichkeiten und den Kosten für einen flexiblen Einsatz. Die Bewertung erfolgt nach einer einheitlichen Systematik, die eine Vergleichbarkeit der Technologien ermöglicht. Dadurch wurde eine breit abgesicherte Basis für die Entwicklungspotenziale der verschiedenen Technologien erreicht. Erfasst wurden alle von den Fachgruppen für das Jahr 2050 für relevant gehaltenen Stromerzeugungstechnologien⁵ basierend auf fossilen oder erneuerbaren Primärenergieträgern, Speichertechnologien, Demand-Side-Management, Übertragungsnetz- und Power-to-X-Technologien. Dabei sind nur wenige Vorabentscheidungen zum Ausschluss von Technologien getroffen worden. Namentlich wurde die Kernspaltung als Energiequelle aufgrund des für Deutschland politisch beschlossenen Ausstiegs aus der Atomkraft in der ersten Hälfte der 2020er Jahre nicht in die Analysen einbezogen. Ferner waren sich alle Fachleute der Arbeitsgruppen „Szenarien“ und „Technologien“ einig, dass ein signifikanter Beitrag der Kernfusion im Jahr

2050 nicht zu erwarten beziehungsweise derart unsicher ist, dass eine Ausrichtung der Entwicklung des Energiesystems auf diese Technologie hin als viel zu risikoreich angesehen wird.

Als eine mögliche Flexibilitätstechnologie wird der Import von Strom aus thermischen Solarkraftwerken aus Nordafrika betrachtet. Durch Speicher und Zuleitungsmöglichkeit können diese Anlagen flexibel und planbar Strom erzeugen und tragen zur gesicherten Leistung bei. Grundsätzlich wäre es darüber hinaus auch möglich, fluktuierende erneuerbare Energien wie zum Beispiel PV-Strom aus Nordafrika zu importieren. Dies wurde jedoch im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet, da der Fokus dieser Untersuchung auf der Bereitstellung von Flexibilität liegt.

Ein wichtiges Ergebnis der Ad-hoc-Arbeitsgruppe wird auch die Veröffentlichung der Erkenntnisse und Daten aus allen Fachgruppen sein, die damit für weitere Studien und Analysen verwendet werden können.⁶ Gleichzeitig wird dadurch auch eine sehr hohe Transparenz für die Datenbasis hergestellt.

In allen Fachgruppen wurde eine Übersicht über die bis 2050 verfügbaren Technologien sowie eine Abschätzung der technischen Eigenschaften und der Kostenparameter erstellt. Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen, die für eine großtechnische Umsetzung und zur Erreichung der für 2050 angesetzten technischen Parameter und Kosten erforderlich sind, wurden identifiziert.

Eine besondere Stärke der Analyse liegt darin, dass die verschiedenen Technologien nicht nur auf Basis der technischen Parameter und der Kosten betrachtet werden, sondern auch eine

⁵ Die Brennstoffzellentechnologie wird in den Untersuchungen nicht berücksichtigt. Grund dafür ist, dass keine Szenarien vorhanden sind, die eine kostengünstigere großtechnische Stromerzeugung aus Brennstoffzellen als aus vergleichbaren Gas- oder GuD-Kraftwerken als realistisch erscheinen lassen. Damit ist nicht gesagt, dass Brennstoffzellen in der Zukunft keine Rolle spielen werden. Brennstoffzellen haben potenzielle Einsatzgebiete im Bereich der Mobilität, aber auch überall dort, wo sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine lokale Strom- und gegebenenfalls Wärmeerzeugung lohnen kann. Die hier durchgeführte Analyse betrachtet die Technologien, die aus volkswirtschaftlicher Sicht zum Einsatz kommen. Das zukünftige Energieversorgungssystem wird aber wohl insgesamt mehr und mehr durch dezentrale, lokale Anlagen und Systeme bestimmt sein, die dann zu volkswirtschaftlich insgesamt höheren Kosten führen, aber unter gewissen regulatorischen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich attraktiv sind und deswegen realisiert werden könnten.

⁶ Die Ergebnisse der Fachgruppen werden Ende 2015 als *Technologiesteckbriefe* online veröffentlicht.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich.	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten.	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut.	Keine Konflikte erkennbar.	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit gegeben, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (z.B. kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen).	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen).	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen).	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen.
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig.	Akzeptanz regional/ lokal fraglich: umfangreiche Aufklärung erforderlich, Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten.	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig.	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig.	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen. Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich.
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern.	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte die Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden.	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind.	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkung von Standards notwendig.	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss.
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist.	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar.	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll.	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich.	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich.

Tabelle 2: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot⁷

interdisziplinäre Betrachtung entsprechend dem Gesamtansatz des Projekts ESYS vorgenommen worden ist. Anhand einer Bewertungsmatrix wurden alle Technologien nach Aspekten der Ressourcenverfügbarkeit, der gesellschaftlichen Akzeptanz, des technischen Reifegrades und der Rechtslage im Bereich des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Bewertungsmatrix ist in Tabel-

⁷ Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Angerer et al. 2015).

le 2 dargestellt. Wie bei allen technisch-ökonomischen Analysen musste hier auch auf vorhandenes Wissen und Studienergebnisse zurückgegriffen werden. Dieser weitreichende Ansatz ermöglicht es jedoch, bei den Handlungsoptionen auch direkt zu erkennen, wo über die technischen und wirtschaftlichen Fragen hinaus strategische Entscheidungen von Politik und Gesellschaft zu treffen sind. Insgesamt wurden von den Fachgruppen circa 60 verschiedene Technologien analysiert.⁸ Für die weitere Betrachtung wurden diejenigen Technologien ausge-

⁸ Die detaillierten Bewertungen der einzelnen Technologien sind den *Technologiesteckbriefen* zu entnehmen.

	Fachgruppe	Technologien
Fluktuierende Erzeuger	Wind	Onshore
		Offshore
	Photovoltaik	Dachanlagen
		Freiflächenanlagen
Flexible Erzeugungstechnologien	Biomasse	Gasturbinenkraftwerke mit aufbereitetem Biogas (Biomethan)
		GuD-Anlagen mit aufbereitetem Biogas (Biomethan)
		Holzkraftwerke
	Solarthermische Stromerzeugung (CSP)	Solarthermisches Kraftwerk, Standort Marokko (generisches Turm- oder Parabolrinnenkraftwerk)
	Geothermische Stromerzeugung	Technisch angelegte Geothermische Systeme
	Konventionelle Kraftwerke	Steinkohle-Dampfturbinenkraftwerk
		Braunkohle-Dampfturbinenkraftwerk
		Braunkohle-Dampfturbinenkraftwerk mit CCS
		Gasturbinenkraftwerk
		GuD-Kraftwerk
Motorenkraftwerk		
Speichertechnologien und flexible Lasten	Speicher	Wasserstoffspeicher mit Gasturbine
		Methanspeicher mit Gasturbine
		Methanspeicher mit GuD
		Adiabater Druckluftspeicher
		Pumpspeicher
		Batterie (generisch)
	Demand-Side-Management im Strommarkt	Haushaltssektor
		Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor
		Industriesektor
	Demand-Side-Management im Wärmemarkt	Industrielle KWK
		Wärmebedarf und thermische Speicher in Haushalten
	Power-to-X (Auskopplung von Energie aus dem Stromsektor)	Power-to-Heat, Elektrodenheizkessel
		Power-to-Hydrogen
Netze	HGÜ (Anbindung CSP, Regionenvernetzung)	

Tabelle 3: In den Modellrechnungen berücksichtigte Technologien

wählt, die mit der verwendeten Methodik in den Modellrechnungen abgebildet werden können, für die die Fachgruppen die benötigten Kostendaten abschätzen konnten und deren großtechnische Umsetzung bis 2050 als möglich bewertet wurde.⁹ Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Fachgruppen und die im Berechnungsmodell implementierten Technologien.

Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung für die im Modell implementierten Technologien sind in Abbildung 4 in einer Matrix dargestellt. Wichtige technische Daten und Kostenparameter, die als Eingangsdaten für die Modellrechnungen verwendet wurden, sowie Angaben zum F&E-Bedarf sind in Kapitel 3 zusammengefasst.

Zusätzlich zu der Matrixbewertung der einzelnen Technologien, die in den einzelnen Fachgruppen erfolgte, wurde von den Akzeptanzexpertinnen und -experten aller Fachgruppen gemeinsam

⁹ Eine zentrale Einschränkung ist, dass in dem Berechnungsmodell keine Wärmelastkurven hinterlegt sind. Technologien, deren Modellierung dies erfordern (zum Beispiel KWK-Anlagen zur Raumheizung) sind daher in den Modellrechnungen nicht enthalten.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht	Bau-, Umwelt-, Immissionsschutzrecht	Technologie
Wind Onshore/Offshore (Nearshore)	Green	Yellow	Green	Green	Green
Wind Offshore (Farshore)	Green	Green	Green	Green	Green
Photovoltaik	Green	Green	Green	Green	Green
Solarthermische Kraftwerke	Green	Orange	Yellow	Yellow	Green
Technisch angelegte Geothermische Systeme	Green	Yellow	Green	Green	Yellow
Biogasanlagen	Green	Yellow	Yellow	Green	Green
Holzheizkraftwerke	Green	Green	Green	Green	Green
Adiabate Druckluftspeicher	Green	Green	Green	Green	Yellow
Wasserstoffspeicher	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow
Methanspeicher	Yellow	Green	Green	Green	Yellow
Pumpspeicher	Green	Orange	Green	Orange	Green
Generische Batterie	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
Dampfturbine Steinkohle	Green	Yellow	Yellow	Green	Green
Dampfturbine Braunkohle 600 MW	Green	Orange	Yellow	Green	Green
Dampfturbine Braunkohle 600 MW mit CCS	Green	Orange	Yellow	Orange	Green
Gasturbinen	Green	Green	Yellow	Green	Green
Gas- und Dampfkraftwerk	Green	Green	Yellow	Green	Green
Motorenkraftwerk	Green	Green	Yellow	Green	Green
DSM Haushalt	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow
DSM GHD	Green	Green	Yellow	Green	Yellow
DSM Industrie	Green	Green	Green	Green	Green

Abbildung 4: Interdisziplinäre Bewertung der im Berechnungsmodell verwendeten Technologien

technologieübergreifend die Akzeptanz von Energieanlagen analysiert. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4.8 beschrieben.

Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren. Beispielsweise wurde CCS aufgrund der sehr niedrigen gesellschaftlichen Akzeptanz im Referenzfall ausgeschlossen.

2.3 Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Im Stromsystem muss die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch entsprechen. Im Falle eines Defizits fluktuieren

der regenerativer Erzeugung (positive Residuallast) wird mit dem Einsatz von flexiblen Kraftwerken, dem Entladen von Speichern oder dem Abschalten von Lasten reagiert, um das Gleichgewicht wiederherzustellen. Bei einem Erzeugungsüberschuss (negative Residuallast) kann diese Anpassung durch das Laden von Speichern, durch Verwendung des Überschussstroms in Power-to-X-Technologien oder durch Abregelung von EE-Erzeugung geschehen.

Auf Basis der in den Fachgruppen erhobenen technischen und ökonomischen Parameter der Technologien sowie auf Basis der Residuallastberechnungen für alle ausgewählten (illustrativen) Szenarien werden Modellrechnungen durch-

geführt. Damit wird das kostengünstigste Portfolio an Flexibilitätstechnologien ermittelt, das in der Lage ist, Erzeugung und Verbrauch zu jeder Stunde des Jahres auszugleichen.

2.3.1 Berechnungsmethodik der Modellrechnungen

Aus den in Abschnitt 2.1.1 vorgestellten acht Szenarien geht in Abhängigkeit vom Nettostrombedarf und der Erzeugung aus Wind und PV jeweils eine Residuallastkurve hervor. Andere Daten werden aus den ursprünglichen Szenarien nicht übernommen. Mittels einer Berechnungsroutine erfolgt eine Zuordnung von Flexibilitätstechnologien zur Deckung der Residuallast so lange, bis die Residuallast zu jedem Zeitpunkt des Jahres vollständig abgedeckt ist und eine ausgeglichene Bilanz von Erzeugung und Verbrauch gewährleistet ist. Dabei wird die positive Residuallast in Bänder von 1 GW zerlegt und jedem dieser Bänder eine Technologie zur Deckung des darin auftretenden Bedarfs zugeordnet. Dies können Erzeugungs-, aber auch Speichertechnologien oder flexible Lasten sein. Speicher können ihre Energie aus der negativen Residuallast beziehen oder zur Minimierung der Speicherkapazität und damit der Speicherkosten in begrenztem Umfang auch aus positiven Bändern nachgeladen werden. Hierbei werden die in Tabelle 3 dargestellten 24 Flexibilitätstechnologien (flexible Erzeuger und Lasten sowie Speicher) berücksichtigt.

Die Stromerzeugungstechnologien werden charakterisiert durch den Umwandlungswirkungsgrad Brennstoff zu Strom, spezifische CO₂-Emissionen, Investitionskosten in Verbindung mit einer Anlagenlebensdauer sowie Betriebs- und Wartungskosten (inklusive Startkosten). Jeder Anlagentyp kann zudem im Modell mit einer Potenzialgrenze für die installierbare Leistung sowie für die eingesetzte Primärenergie hinterlegt werden. Speicher werden unter anderem charakterisiert durch Lade- und Entladewirkungs-

grad und die speicherbare Energiemenge. Die angenommenen Werte für 2050 beruhen dabei auf Expertenschätzungen aus den Fachgruppen. Eine ausführliche Beschreibung der Berechnungsmethodik befindet sich im Anhang in Abschnitt 6.2.

2.3.2 Annahmen und Vereinfachungen

Folgende Vereinfachungen wurden getroffen. Deren Auswirkungen werden in Abschnitt 2.4 diskutiert.

- Die Modellrechnungen sind auf Deutschland begrenzt, mögliche Flexibilitätsoptionen durch Nachbarländer wird nicht betrachtet.
- Eine Kopplung zwischen dem Strom-, Wärme- und/oder Verkehrssektor erfolgt nur indirekt (zum Beispiel durch die Berücksichtigung von Szenarien mit einer erhöhten Stromnachfrage für elektrische Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder auch den Bedarf an synthetischen Gasen oder Kraftstoffen, das heißt Power-to-Gas oder Power-to-Fuel).
- Die Auslegung des Technologieparks an Flexibilitätsoptionen erfolgt auf Basis volkswirtschaftlicher Erwägungen als Minimierung der annuitätischen Gesamtkosten des Stromsystems auf Vollkostenbasis (Investitionen, jährliche Fixkosten und variable Kosten). Betriebswirtschaftliche Interessen oder bestimmte Marktmodelle bleiben damit unberücksichtigt.
- Die Stromeinspeisung aus Wind und Photovoltaik wird aus den ausgewählten acht illustrativen Szenarien übernommen und ist daher nicht Teil der Gesamtkostenminimierung.
- Die Kosten der Strombereitstellung aus Laufwasserkraft werden aufgrund des geringen Anteils von circa 3 Prozent vernachlässigt.¹⁰

¹⁰ Der Einfluss dieser Vereinfachung auf die Ergebnisse ist sehr klein, da die Stromgestehungskosten aus Laufwasserkraft weder deutlich höher noch deutlich niedriger liegen als die ermittelten Gesamtstromgestehungskosten und der Anteil an der Stromerzeugung sehr gering ist.

- Die Betrachtung ist ferner stichjahrbezogen und geht (modelltechnisch) davon aus, dass ein komplettes Stromsystem im Jahr 2050 neu aufgebaut wird („Grüne Wiese“-Ansatz).
- Der Lastgang basiert auf dem heutigen Lastgang, linear skaliert mit dem Stromverbrauch des Szenarios. Die Lastgänge von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen etc. sind nur energetisch durch Lastskalierung berücksichtigt, führen aber nicht zu einer veränderten Charakteristik des Lastgangs. Indirekt wird aber durch DSM eine zeitliche Verschiebung dieser Lasten im Modell berücksichtigt werden.
- Saisonale Effekte bei Demand-Side-Management können nicht abgebildet werden.
- Die Berechnungen erfolgen nur für ein Wetterjahr (2008) mit durchschnittlich hohen Herausforderungen.
- Bei den CO₂-Emissionen werden nur direkte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe angerechnet. Vorkettenemissionen für Förderung und Transport von Brennstoffen und die Errichtung der Anlagen sowie andere Treibhausgase werden nicht berücksichtigt.

Für die Betrachtungen sind Annahmen über zentrale wirtschaftliche Parameter notwendig. Dafür wurde auf typische in Studien verwendete Werte oder aktuelle Studiendaten zurückgegriffen. Für die Brennstoffpreise und die CO₂-Zertifikatskosten wurde mit Zahlenwerten gerechnet, die aus der von EWI, Prognos und GWS erstellten Referenzprognose für die Bundesregierung aus dem Jahr 2014 stammen.¹¹ Die Werte sind in Tabelle 4 angegeben. Alle Berechnungen erfolgen in Preisen von 2014 (ohne Berücksichtigung von Inflation).

CO ₂ -Zertifikatspreis	76 €/t
Erdgaspreis	33,1 €/MWh _{th}
Steinkohlepreis	16,0 €/MWh _{th}
Braunkohlepreis	1,5 €/MWh _{th}
Kapitalzinssatz	8 % ¹²

Tabelle 4: Zentrale Annahmen für die Modellrechnungen

2.3.3 Untersuchte Varianten des Energiesystems: Szenarien und Parametersätze

Die in Abbildung 3 dargestellten *Szenarien* repräsentieren jeweils eine charakteristische Residuallastkurve, die sich aus den stündlichen Werten für den Strombedarf einerseits und Wind- und PV-Einspeisung andererseits ergibt. Für die Auslegung des Flexibilitätsparcs werden verschiedene *Parametersätze* angenommen, um verschiedene Entwicklungsmöglichkeiten des Energiesystems, politische Leitlinien und Randbedingungen abzubilden und die in Kapitel 4 gestellten Fragen zu beantworten. Die verwendeten Parametersätze sind in Tabelle 5 dargestellt.

Der betrachtete Möglichkeitsraum der Stromversorgung 2050 ergibt sich aus der Kombination der acht Szenarien mit den 16 Parametersätzen (Tabelle 5). Es wurden somit insgesamt circa 130 Varianten des zukünftigen Stromversorgungssystems berechnet. Diese werden im Folgenden mit der Kombination aus Parametersatznummer und Szenarionummer *PxSy* bezeichnet.

Die im Anhang 6.1 dargestellten Parameter bilden zusammen mit den Werten in Tabelle 4 den Referenzparametersatz der Berechnungen. Im Referenzparametersatz werden Braunkohle-CCS und Solarthermie standardmäßig ausgeschlossen, da diese eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz oder hohe Umsetzungshürden und damit ein hohes Umsetzungsrisiko aufweisen.

¹¹ BMWi 2014-1.

¹² Es wurde auch eine Variante mit einem Zinssatz von 4 Prozent gerechnet. Hierbei liegen die Stromgestehungskosten im Szenario S3 knapp 15 Prozent niedriger als bei einem Zinssatz von 8 Prozent. Zudem steigt die installierte Leistung von kapitalintensiven Kraftwerkstypen (zum Beispiel GuD) und Langzeitspeichern.

Nr.	Bezeichnung	Änderung gegenüber Referenzannahmen	CO ₂ -Ziel für S3 [Reduktion ggü. 1990]
P1	Referenz		90 %
P1a	Referenz ohne Importe	Ausschluss von Erdgas, Steinkohle, CSP; doppeltes Biogas-Potenzial (200 TWh)	90 %
P1b	Referenz mit CSP	CSP zugelassen	90 %
P2	4 % Zinsen	Zinssatz 4 % statt 8 %	90 %
P3	hohe CO ₂ -Einsparung	Ziel: 0 % CO ₂ -Emissionen in S3; doppeltes Biogas-Potenzial (200 TWh)	100 %
P4	niedrige CO ₂ -Einsparung	Ziel: 20 % CO ₂ -Emissionen in S3	80 %
P5	CSP-Fortschritt	größte von der Fachgruppe für möglich gehaltene Kostendegression für Solarthermie	90 %
P6	Geothermie-Fortschritt	größte von der Fachgruppe für möglich gehaltene Kostendegression für Geothermie	90 %
P7	PV-Fortschritt	größte von der Fachgruppe für möglich gehaltene Kostendegression für PV	90 %
P8	Wind-Fortschritt	größte von der Fachgruppe für möglich gehaltene Kostendegression für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen	90 %
P9	mit CCS	Braunkohle-CCS zugelassen	90 %
P10	drei autarke Regionen	drei autarke Regionen (siehe Abschnitt 3.10)	90 %
P11	drei autarke Regionen, dezentral	wie P10, keine Braunkohle-CCS, Steinkohle, CSP, GuD, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Methanspeicher GuD	90 %
P12	100 % EE	Braunkohle, Steinkohle, KWK, Erdgas ausgeschlossen; doppeltes Biogas-Potenzial (200 TWh)	100 %
P12a	100 % EE mit CSP	wie P12, CSP zugelassen; doppeltes Biogas-Potenzial (200 TWh)	100 %
P12b	100 % EE ohne Geothermie	wie P12, ohne Geothermie; doppeltes Biogas-Potenzial (200 TWh)	100 %
P13	Frozen	Vergleichsszenario: Kraftwerkspark 2025 aus BMWi-Trendszenario (2014)	49 %

Tabelle 5: Übersicht über die gerechneten Parametersätze mit den Unterschieden gegenüber dem Referenzparametersatz. Der Referenzparametersatz ist in Tabelle 4 sowie in Abschnitt 6.1 dargestellt.

Für jeden Parametersatz werden parallel alle acht Szenarien durchgerechnet. Das durch den Parametersatz angepeilte CO₂-Reduktionsziel wird durch Einstellung eines berechnungsprogramm-internen CO₂-Preises erreicht.¹³ Da dieser Preis auf alle parallel gerechneten Szenarien gleichzeitig wirkt, werden nicht alle Szenarien für einen Parametersatz auch die gleiche CO₂-Emission erreichen. Der CO₂-Preis wird

daher so eingestellt, dass im Szenario S3¹⁴ jeweils der Zielwert erreicht wird. In den anderen Szenarien gibt es je nach Szenario und Parametersatz Abweichungen bei der CO₂-Reduktion.

Durch den „Grüne Wiese“-Ansatz sind die Stromgestehungskosten nicht direkt mit den real auftretenden heutigen Stromgestehungskosten zu vergleichen, bei denen ein großer Teil des Stroms in bereits abbeschriebenen Anlagen erzeugt wird und daher nicht mehr mit Investiti-

¹³ Dieser CO₂-Preis ist lediglich eine interne Größe des Berechnungsalgorithmus, um die CO₂-Emissionen einzustellen. Beim Kostenvergleich wird der in Tabelle 4 angegebene CO₂-Zertifikatspreis von 76 €/t verwendet.

¹⁴ Das Szenario S3 wurde dafür gewählt, weil es als Zielszenario des BMWi eine hohe politische Relevanz aufweist (BMW 2014-1).

onskosten belastet ist. Als Vergleichsgröße wird daher ein sogenanntes *Frozen Szenario* herangezogen, das den für 2025 im BMWi-Trendszenario (2014) prognostizierten Kraftwerkspark „einfriert“ und diesen mit den für das Jahr 2050 angenommenen Kosten bewertet.

2.4 Stärken und Grenzen der Methodik

Bei der Entwicklung und Auswahl der Berechnungsmethodik wurde Wert auf eine geringe Rechenzeit gelegt, um in kurzer Zeit viele Parametervariationen durchführen zu können. Aus diesem Grund sind zwangsläufig Vereinfachungen in Bezug auf die Modellarchitektur und die Systemgrenzen notwendig. Das gewählte Verfahren zielt damit bewusst auf eine möglichst breite Erfassung der systembedingten Unsicherheiten. Die Ergebnisse der Berechnungen sind primär als Orientierungshilfe hinsichtlich der Identifikation und Bewertung besonders relevanter Einflussfaktoren gedacht. Sie sollen helfen, robuste Erkenntnisse hinsichtlich der Ausgestaltung eines adäquaten Mixes an Flexibilitätsoptionen abzuleiten. Im Folgenden werden die Stärken und Einschränkungen des verwendeten Berechnungsmodells diskutiert.

2.4.1 Grenzen des Berechnungsalgorithmus

Für die in 2.3 beschriebene Auslegung der Stromerzeugung wurde eine neue Berechnungsmethode entwickelt, mit deren Hilfe in wenigen Minuten eine Systemlösung berechnet wird. Auf diese Weise kann in kurzer Zeit eine große Zahl von Alternativen durchgerechnet werden. Allerdings kann mit dem gewählten Verfahren kein geschlossenes Optimierungsproblem unter Berücksichtigung aller Wechselwirkungen der verschiedenen Elemente des Energieversorgungssystems definiert und gelöst werden.

die Berechnung des volkswirtschaftlich optimalen Wind- und PV-Anteils ist also nicht Teil des Optimierungsproblems. Ausgangspunkt für die Optimierungsrechnung ist die Residuallastkurve, es wird also nicht das gesamte Stromversorgungssystem optimiert, sondern nur das Portfolio an Flexibilitätstechnologien. Da mithilfe der acht Szenarien eine große Bandbreite an Wind- und PV-Anteilen in den Modellrechnungen abgedeckt wird, können aber Varianten der Stromversorgung mit mehr oder weniger Wind und PV miteinander verglichen werden. Auf diese Weise können dennoch Aussagen darüber abgeleitet werden, welche Anteile an Wind und PV zu geringen Gesamtsystemkosten führen.

Zum anderen erfolgt mit dem verwendeten Berechnungsalgorithmus eine hierarchische Vergabe von Leistungsbändern an die jeweils kostengünstigste Technologie für die Charakteristik des jeweiligen Leistungsbandes.¹⁵ Die insgesamt notwendige installierte Leistung zur Sicherstellung der Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt wird dadurch sichergestellt. Es könnte aber noch eine weitere Verbesserung in der Betriebsführung oder der Auswahl der Technologien geben, wenn mehrere unterschiedliche Technologien sich die Bedienung eines Leistungsbandes teilen würden. Die erzielten Ergebnisse stellen in dieser Hinsicht also eine Abschätzung der Gesamtkosten nach oben dar. Die Auswirkungen dieser Vereinfachung auf die Ergebnisse wurden durch einige separate Berechnungen abgeschätzt. Diese Abschätzungen zeigen (siehe auch Abschnitt 3.7), dass je nach betrachtetem Szenario und angenommenen Kosten einige Gigawatt an bestehenden Pumpspeichern oder DSM-Einheiten für die Betriebsoptimierung von Kraftwerken eingesetzt werden könnten.

Zum einen sind Wind- und PV-Anteil durch die Szenarien vorgegeben,

¹⁵ Die Zerlegung des Strombedarfs in Leistungsbänder ist im Anhang 6.2.2 näher erläutert.

Andere Systemsimulations- und Systemoptimierungsverfahren weisen sicher eine höhere Genauigkeit auf und können komplexere Zusammenhänge abbilden, erfordern dann aber eine um ein Vielfaches höhere Rechenzeit (üblicherweise im Bereich von mehreren Tagen bis Wochen). Da aber in den Eingangsparametern und den Zielkonstellationen bei Prognosen für die kommenden 30 bis 40 Jahre immer eine sehr hohe Unsicherheit herrscht, kann auch eine noch so genaue Berechnungsmethode nur eine Scheingenauigkeit erreichen. Szenarien sagen nicht, wie der Zustand des Systems in der Zukunft aussehen wird. Szenarien sind also keine (deterministischen) Prognosen. Vielmehr werden in ihnen zukünftige Zustände oder Entwicklungen hin zu diesen Zuständen als möglich ausgewiesen. Liegen mehrere Szenarien vor und kann man gut begründet davon ausgehen, dass sie gemeinsam den Raum der relevanten Entwicklungsmöglichkeiten des Systems beschreiben, so können auf der Basis dieser Szenarien sogenannte robuste Handlungsoptionen identifiziert werden. Taucht nämlich eine Technologie in all diesen Szenarien auf, so kann der Einsatz dieser Technologie mit hoher Wahrscheinlichkeit als notwendig angesehen werden.¹⁶ Die Ableitung solcher robuster Handlungsoptionen ist dabei ein wesentliches Ergebnis der Szenarioanalyse: Für Politik, Gesellschaft und Wirtschaft ist es schließlich von zentraler Bedeutung zu wissen, welche Technologien mit hoher Wahrscheinlichkeit in Zukunft eine große Rolle spielen werden und welche Technologien umgekehrt wahrscheinlich nicht in größerem Umfang benötigt werden.

Die hier verwendete Methode setzt darauf, eine große Zahl von Variationen rechnen zu können und ermöglicht dadurch umfangreiche Sensitivitätsanalysen. Aufgrund der Vielzahl von Eingangs-

parametern ist es natürlich trotzdem nicht möglich, Modellrechnungen für alle möglichen Kombinationen von Parametern durchzuführen. Um dennoch sicherzustellen, dass die relevanten Entwicklungsrichtungen des Energiesystems erfasst werden und damit robuste Aussagen möglich sind, wurden die Variationen an Eingangsparametern für die Modellrechnungen in einem breiten Konsultationsprozess mit den Expertinnen und Experten in der Ad-hoc-Gruppe festgelegt.

2.4.2 Eingrenzung auf das Stromsystem

Die vorliegende Analyse basiert im Wesentlichen auf der Betrachtung des elektrischen Energieversorgungssektors, wohl wissend, dass aktuell der Anteil elektrischer Energie am Endenergieverbrauch in Deutschland nur rund ein Drittel beträgt. Der Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ist allerdings für den Stromsektor ungleich komplizierter als für den Wärme- und Verkehrssektor, die über große inhärente Speicherpotenziale verfügen (zum Beispiel im Fernwärme- oder Erdgasnetz). Das Thema der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte für eine sichere Energieversorgung“ ist daher in erster Linie für den Stromsektor relevant. Durch die Umwandlung von Strom in Wärme oder Kraftstoffe bestehen allerdings Möglichkeiten, die Sektoren zu vernetzen. Auf diese Weise können die Speicherpotenziale im Wärme- und Verkehrssektor für den Stromsektor nutzbar gemacht werden. Zudem können Wind- und Solarenergie eingesetzt werden, um die Klimaschutzziele im Wärme und Verkehrssektor zu erreichen.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden die Sektoren Wärme, Gas und Mobilität insoweit ansatzweise berücksichtigt, als sie wichtige Potenziale für die Flexibilisierung des Strommarkts liefern können. Bei einer großen Zahl von Elektrofahrzeugen kann die Nachladung

¹⁶ Dieckhoff et al. 2014.

flexibel nach dem aktuellen Angebot von Wind und Sonne gesteuert werden. Überschussstrom aus den hohen installierten Leistungen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen kann zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden oder es können Wasserstoff oder Methan erzeugt werden, die dem Gassektor zur Verfügung gestellt werden können. Es ist zu beachten, dass die Hauptfunktion der genannten Sektoren nicht die Bereitstellung von Flexibilität für den Stromsektor ist, wodurch sich Zielkonflikte ergeben können, die einer genaueren Untersuchung bedürfen.

Da in dem Berechnungsmodell keine Wärmelastkurven hinterlegt sind, können nur die Anteile des Wärmesektors mit jahreszeitlich unabhängiger Last als Flexibilitätspotenziale berücksichtigt werden. Der jahreszeitlich abhängige Bedarf an Wärme zur Raumheizung kann nicht berücksichtigt werden. Eine detailliertere sektorübergreifende Betrachtung des gesamten Energiesystems über die hier durchgeführten Untersuchungen hinaus sollte in einem nächsten Schritt erfolgen.

2.3.4 Deutschland und Europa

Die Untersuchung erfolgt für Deutschland, das in den durchgeführten Betrachtungen im Wesentlichen als abgeschlossenes System definiert ist. Wie verschiedene Studien gezeigt haben¹⁷, hat eine europäische Gesamtbetrachtung zur Folge, dass ein insgesamt kostengünstigeres Energieversorgungssystem erreicht werden kann. Allerdings basieren diese Studien oftmals auf einem massiven Ausbau der grenzübergreifenden Netzkapazitäten. Zudem ist der Ausbau erneuerbarer Energien in den meisten umliegenden Ländern auch im Jahr 2050 oftmals noch deutlich geringer als in Deutschland. Daher stehen unter diesen Annahmen in den umliegenden Ländern deutlich mehr

konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, die für Deutschland dann mitgenutzt werden können, wenn es notwendig ist. Um das europäische Ausland in die Analysen dieser Studie einbeziehen zu können, müssten also für diese Länder auch noch belastbare Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energie und den Mix der Erzeugungskapazität entwickelt werden, was außerhalb der Möglichkeiten dieser Ad-hoc-Gruppe liegt. Gleichzeitig müssten die Stromkosten in Deutschland bei einem gleichmäßigen Ausbau erneuerbarer Energien in ganz Europa in einem europäischen Strommarkt nicht notwendigerweise niedriger liegen. Bei einem Verbund mit ausgewählten Partnerländern wie Spanien, Frankreich oder Großbritannien würde Deutschland tatsächlich profitieren, weil es in diesen Ländern deutlich bessere Wind- oder Solarstrahlungspotenziale gibt als in Deutschland. Hier entstehen also geringe Stromgestehungskosten. Bei der Vernetzung mit ganz Europa kommen aber auch Länder mit schlechteren Potenzialen dazu, die insbesondere in Zentral- und Osteuropa liegen. Diese Länder würden von einem gesamteuropäischen Markt profitieren. Bei einem einheitlichen Preis für ganz Europa, der sich nach den aktuellen Marktbedingungen bei großen Netzaustauschkapazitäten ergeben würde, stünde Deutschland aber nicht unbedingt besser da, als wenn es sich netto selbst versorgte. Da hierzu noch kein vollständiges, verifiziertes und veröffentlichtes Bild vorliegt, kann nicht sicher gesagt werden, wie sich die europäische Gesamtbetrachtung unter diesen Gesichtspunkten auswirken würde. Damit ergibt sich hier ein interessanter Ansatzpunkt für weitere Betrachtungen.

2.4.4 Zieljahr 2050 – Orientierung für aktuelle Entscheidungen

Alle Analysen für diese Studie beziehen sich auf das Jahr 2050. Sowohl die ausgewählten Energieszenarien, auf deren Basis die Analysen durchgeführt wurden, als auch die technischen Parameter und

¹⁷ Eine Übersicht von Studien zu den Effekten einer europäischen Gesamtbetrachtung findet sich in EWI 2013.

Kostendaten für alle Komponenten des Energiesystems sind auf dieses Zieljahr hin ausgerichtet. Bei den Annahmen der Fachgruppen zu technischen Parametern und Kosten für das Jahr 2050 wurden in fast allen Fällen bekannte technische Lösungen und wirtschaftliche Einschätzungen fortgeschrieben.

Der Transformationspfad des Energiesystems von heute bis zum Jahr 2050 ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. So wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass alle Anlagen 2050 „auf der grünen Wiese“ neu errichtet werden. Es werden also keine bestehenden und schon abgeschriebenen Kraftwerke berücksichtigt. Davon gibt es zwei Ausnahmen, bei denen die Infrastruktur als vorhanden und installiert gilt. Das sind zum einen die Braunkohletagebau und zum anderen die vorhandene Netzinfrastruktur. Beim Braunkohletagebau wird davon ausgegangen, dass keine Neuerschließungen mehr dazu kommen. Die Netzinfrastruktur wird als ideal ausgebaut angenommen (Kupferplatte). Diese Annahme wird um Abschätzungen zum Netzbedarf ergänzt (siehe Abschnitt 3.10).

Nahezu für alle Technologien gilt, dass die hier angenommenen technischen und wirtschaftlichen Fortschritte nur erreicht werden, wenn die Technologien fortlaufend weiterentwickelt werden und durch die kontinuierliche Errichtung von entsprechenden Anlagen Skalierungseffekte erzielt werden. Die damit verbundenen Kosten der Systemtransformation können mit der verwendeten Methode nicht erfasst werden, sind aber für die Gesamtsystemkosten in jedem Falle relevant und sollten in weiterführenden Untersuchungen nach Möglichkeit quantifiziert werden.

Die Erkenntnisse für das Zieljahr 2050 können auch für heute anstehende Entscheidungen Orientierung liefern. Rahmenbedingungen sollten so gestaltet

werden, dass eine Entwicklung des Energiesystems in Richtung des Zielsystems angereizt wird und Fehlanreize und Lock-in-Effekte unterbleiben. So ist aufgrund der langen Abschreibungszeiträume vieler Energietechnologien von 30 bis 50 Jahren die Frage zu stellen, inwieweit ein Zubau von Technologien, die 2050 voraussichtlich keine Rolle mehr spielen, heute noch sinnvoll sein kann. Unabhängig davon ist die Frage, wie lange die heute bereits installierten Technologien noch laufen sollten. Für Technologien, die 2050 voraussichtlich eine wichtige Rolle spielen, kann eine entsprechend ausgerichtete Forschungs- und Entwicklungsförderung dazu beitragen, dass die erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Fortschritte auch erreicht werden. Die Szenarien liefern also Hinweise darauf, welche Investitionen und technologischen Weichenstellungen heute notwendig sind, um 2050 die gesteckten Ziele zu erreichen. Bei der Gestaltung von staatlichen Maßnahmen sind die volkswirtschaftlichen Kosten dieser Programme zu beachten und sorgfältig gegen die erzielbaren Kosteneinsparungen bei den Technologien abzuwägen.

2.4.5 Volkswirtschaftlicher Ansatz versus Marktdesign

Auf eine zentrale Frage der aktuellen Energiepolitik gibt die Studie allerdings keine Auskunft: Wie soll der Energiemarkt organisiert werden, um einen als gewünscht identifizierten Energiemix zur erreichen?

Für die Betrachtungen in dieser Studie wird ein vereinfachter volkswirtschaftlicher Ansatz gewählt, bei dem die zu tätigen Investitionen und der Einsatz der Betriebsmittel so gewählt werden, dass die Gesamtkosten der Stromversorgung auf Vollkostenbasis unter denen von der Gesellschaft gesetzten Rahmenbedingungen (CO₂-Ziele, Akzeptanz von Technologien und Standorten) minimiert werden. Die Zielgröße für die Optimierung

ist dabei die Minimierung der Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde Energie, die unter der Nebenbedingung der Erreichung eines vorgegebenen CO₂-Reduktionsziels netto verbraucht wird. Die Analyse beschränkt sich auf die Kosten des Stromsystems, die durch den Bau der Anlagen und die damit verbundenen Kapitalkosten sowie den Einsatz von Brennstoffen und den erforderlichen CO₂-Zertifikate entstehen. Weitergehende volkswirtschaftliche Aspekte wie zum Beispiel Arbeitsplatzeffekte werden nicht berücksichtigt.

Die Studie soll eine Orientierung geben, wie solche kostenminimalen Systeme zusammengesetzt sein können. In einem zweiten Schritt – der nicht mehr Teil dieser Studie ist – sollten dann Marktregeln und Regulierungen gestaltet werden, die eine Transformation des Gesamtsystems in Richtung Zielsystem begünstigen. Hierbei ist eine zentrale Herausforderung, den gesamten Entwicklungspfad von heute bis 2050 ökonomisch effizient zu gestalten. Zur Gestaltung eines mit Blick auf Transformationskosten adäquaten ordnungspolitischen Rahmens bedarf es weiterer Forschung.

2.4.6 Regionalisierung versus Zentralisierung des Energieversorgungssystems

Bereits heute ist eine starke Veränderung im Energieversorgungssystem (EVU) zu beobachten. Die Entwicklung geht weg von einer Struktur mit wenigen Großkraftwerkseinheiten hin zu einem System mit einer großen Zahl kleinerer Kraftwerkseinheiten in der Verantwortung von Unternehmen der produzierenden Industrie, von Kommunen und regionalen Versorgern oder privaten Haushalten und Betreibergemeinschaften. Große EVUs und Hersteller von Komponenten und Systemen für die Energieversorgung stellen sich auf diesen Trend bereits strategisch ein. Gründe dafür liegen vor allem auch in der Unsicherheit für Investoren bei Planung, Bau und Betrieb großer Kraftwerks-

einheiten. Lokale Investoren kontrollieren für die kleineren Erzeugungseinheiten in der Regel auch direkt den Abnahmemarkt für die elektrische Energie und gegebenenfalls auch die Wärme. Damit sinkt das wirtschaftliche Risiko ganz erheblich.

Diese starke Regionalisierung des Energieversorgungssystems kann in der hier durchgeführten Analyse nur bedingt abgebildet werden. Netzausbaumaßnahmen im Bereich des Verteilnetzes wurden hier nicht betrachtet. Allerdings wird in zwei der Parametersätze untersucht, welche Auswirkungen auf die Gesamtkosten zu erwarten sind, wenn einerseits nur kleine Kraftwerkseinheiten eingesetzt werden und andererseits auf die weitreichende Vernetzung über zusätzliche Übertragungsnetze verzichtet wird (Abschnitt 3.10 und 4.7). Zusätzlich werden aber auch für alle Szenarienrechnungen die Potenziale für das Gesamtsystem von Demand-Side-Management verbunden mit der lokalen Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen betrachtet.

Die hier gemachten Analysen zielen auf die Identifikation von volkswirtschaftlich günstigen Lösungen. Da Investitionsentscheidungen in einem liberalisierten Energieversorgungssystem aber auf Basis betriebswirtschaftlicher und nicht auf Basis volkswirtschaftlicher Betrachtungen getroffen werden, entwickelt sich das Energiesystem in der Praxis nicht unbedingt in Richtung der volkswirtschaftlich optimalen Lösungen. Vielmehr können auch Modelle entstehen, die für einzelne Beteiligte scheinbare oder reale wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer Beteiligung am Gesamtsystem bieten, für das Gesamtsystem aber zu höheren Kosten führen. Solche möglichen Entwicklungen des Energiesystems werden mit der Systematik dieser Studie nicht erfasst. Wo sie für die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems besonders relevant erscheinen, wird an geeigneter Stelle darauf hingewiesen.

3. Die Rolle einzelner Technologien im Energiesystem 2050

Im Folgenden werden die Ergebnisse zu den einzelnen Technologien aus den Fachgruppen und die Darstellung der Technologien in den Modellrechnungen beschrieben. Die hier aufgeführten Wirkungsgrade und Kostendaten für 2050 beruhen auf Expertenschätzungen aus den Fachgruppen und dienen als Eingangsdaten für die Modellrechnungen. In den Modellrechnungen wird unter Referenzannahmen (P1) jeweils der Mittelwert der angegebenen Kostenspannbreite zugrunde gelegt. In den Parametersätzen P5, P6, P7 und P8 (siehe Tabelle 5) wird jeweils für eine Technologie die größte von der Fachgruppe für möglich gehaltene Kostendegression angenommen und der untere Wert der im Folgenden angegebenen Spannbreite angesetzt.

Zusätzlich werden in diesem Kapitel technologiespezifische Modellergebnisse diskutiert, zum Beispiel unter welchen Umständen und in welchen Einsatzbereichen die jeweilige Technologie im Modell eine Rolle spielt. Angegebene Spannbreiten beziehen sich auf die Szenarien S1 bis S8 unter Referenzannahmen, außer wenn anders gekennzeichnet.

3.1 Windkraft

Im Jahr 2014 stammten 8,6 Prozent (52 TWh) des in Deutschland erzeugten Stroms aus Windenergie. Alle betrachteten Szenarien für das Jahr 2050 gehen von einem wesentlichen Ausbau der Windenergie auf 200 bis 420 TWh aus.

Die Anzahl der Volllaststunden kann durch das Verhältnis von Rotordurchmesser zur Generatorgröße beeinflusst wer-

den. Heute sind für Windenergieanlagen im Binnenland 1.600 Volllaststunden, für Offshore-Anlagen 4.000 Volllaststunden üblich. Die Volllaststundenzahl kann durch Erhöhung der Nabenhöhe und des Verhältnisses von durch die Flügel überstrichener Fläche und Generatormennleistung auf 2.500 bis 3.500 im Binnenland und 5.500 offshore bis zum Jahr 2050 gesteigert werden. Die Fachgruppe „Wind“ sieht darin eine wesentliche Stellschraube, um auch windschwächere Standorte wirtschaftlich nutzen zu können.

Onshore-Windkraftanlagen erreichen für den Standort Deutschland ähnlich günstige Stromgestehungskosten wie der angenommene Mix aus PV-Freiflächen- und Aufdachanlagen und weisen damit im Vergleich mit allen anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien mit die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. In Tabelle 6 sind die basierend auf den Ergebnissen der Fachgruppe in den Modellrechnungen angenommenen Investitionskosten und die resultierenden Stromgestehungskosten für 2050 aufgeführt.

	Investition inkl. Netzanschluss (€/kW _{el})	Stromgestehungskosten (€/MWh _{el})
Onshore	830 – 1.240	39 – 78
Offshore	1.670 – 4.800	42 – 115

Tabelle 6: Investitions- und Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen bei Fortschreibung des heute üblichen grundsätzlichen Aufbaus von Windkraftanlagen

Bei einer als realistisch angenommenen Ausnutzung von zwei Prozent der Landesfläche ermittelt der BWE ein Leistungspotenzial von 189 GW und einen Ertrag von

390 TWh pro Jahr.¹⁸ Von Vorteil ist, dass die Fläche unter den Windkraftanlagen zum Beispiel zur Viehhaltung genutzt werden kann. Mindestabstände zu Wohnbebauungen wegen Schallemissionen und anderer Auswirkungen können im dicht besiedelten Deutschland die nutzbaren Standorte einschränken. Für Offshore-Wind wird ein Potenzial von 54 GW¹⁹ gesehen, was mit den oben angegebenen Volllaststunden etwa 300 TWh Strom entspricht.

In den Modellrechnungen werden über die verschiedenen Szenarien hinweg 34 bis 82 GW Onshore-Windenergieanlagen und 7 bis 58 GW Offshore-Windenergieanlagen installiert.²⁰ Die Windenergieanlagen insgesamt tragen 30 bis 85 Prozent zur Stromerzeugung bei und verursachen 25 bis 65 Prozent der Gesamtkosten. Dies ist der höchste Einzelanteil einer Technologie an den Gesamtkosten, sodass die Kosten von Windenergieanlagen äußerst relevant für die Gesamtsystemkosten sind. Unter Annahme der optimistischen Kostenwerte für Windenergie kann über die Szenarien hinweg eine Senkung der Stromgestehungskosten von 10 bis 30 Prozent gegenüber den Referenzannahmen erreicht werden.

Wie Meinungsumfragen zeigen, genießt die Windenergie – wie auch andere EE – in Deutschland ein ungebrochen hohes Maß an sozialer Akzeptanz.²¹ Auch Anwohner bestehender Windenergieanlagen haben durchschnittlich positiv ausgeprägte Einstellungen nicht nur zur Windenergie allgemein, sondern auch zum lokalen Windpark.²² In Küstennähe stoßen auf lokaler Ebene Windenergie-

projekte allerdings sowohl onshore als auch offshore auf teilweise erheblichen Widerstand. Die Akzeptanz gegenüber Offshore-Windparks mit größerem Abstand zur Küste wird von der Fachgruppe „Wind“ als hoch eingeschätzt.

F&E-Bedarf besteht unter anderem bei der Modellierung der Windbedingungen auf See und in verschiedenen Geländetypen sowie bezüglich der Auswirkungen aerodynamischer Phänomene auf die Windturbine. Möglichkeiten, zum stabilen Netzbetrieb beizutragen, zum Beispiel durch windparkgenaue Kurzfristvorhersagen der Windleistung und durch einen Beitrag zur Spannungs- und Frequenzhaltung, stellen ebenfalls ein wichtiges Forschungsfeld dar. Entwicklungsbedarf besteht auch bei neuen Materialien für Rotorblätter und Tragstrukturen und bei geeigneten Verankerungen und schwimmenden Strukturen für Offshore-Anlagen. Die Entwicklung von Fertigungsverfahren für Großanlagen in Kleinserie und mit Teilautomatisierung kann die Herstellungskosten senken. Auch die ökologischen Aspekte bei der Offshore-Windenergienutzung sind weiter zu erforschen.

3.2 Photovoltaik

Die Photovoltaik trug im Jahr 2014 etwa 5,8 Prozent (35 TWh) zur Stromerzeugung bei. Für 2050 geht die IEA von einem Anteil der PV von 16 Prozent an der weltweiten Stromversorgung aus.²³ In den betrachteten Szenarien für Deutschland 2050 ist die PV mit 70 bis 143 TWh eine sehr wichtige Stromerzeugungstechnologie.

Bei der Photovoltaik handelt es sich um eine relativ junge Technologie, die sich innerhalb kurzer Zeit von einem Nischen- zu einem Massenmarkt entwickelt hat. Die rapide Kostenreduktion in den letzten Jahren überraschte selbst Exper-

18 Der BWE geht von 2.063 Volllaststunden aus (BWE 2012). Mit den höheren Vollbenutzungsstunden aus der Fachgruppe „Wind“ wäre das Stromerzeugungspotenzial bei gleicher installierter Leistung entsprechend höher.

19 Stiftung Offshore-Windenergie 2013.

20 Die installierten Leistungen sind geringer als in den zugrunde liegenden Szenarien aus der Literatur, da eine höhere Volllaststundenzahl der Anlagen angenommen wurde.

21 Zum Beispiel AEE 2012-1; AEE 2012-2.

22 Hübner/Pohl 2015.

23 IEA 2014.

ten. Von 2000 bis 2013 sanken die Produktionskosten für PV-Module um circa 90 Prozent. Die Fachgruppe „Photovoltaik“ hält es für wahrscheinlich, dass durch Steigerung der Wirkungsgrade, Skaleneffekte, Produktivitätssteigerung und Automatisierung bis 2050 weitere erhebliche Kosteneinsparungen erzielt werden können, sodass die Stromgestehungskosten gegenüber heute um weitere 45 bis 70 Prozent reduziert werden können.

In Tabelle 7 sind die Investitionskosten und die resultierenden Stromgestehungskosten für 2050, die im Modell angenommen werden, aufgeführt. Photovoltaik-Freiflächenanlagen erreichen für den Standort Deutschland die günstigsten Stromgestehungskosten im Vergleich mit allen anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Für die Modellrechnungen wird ein Anlagenmix mit 50 Prozent Dachanlagen und 50 Prozent Freiflächenanlagen zugrunde gelegt. Gebäudeintegrierte PV-Anlagen, die neben der Produktion von Solarstrom weitere Funktionen der Gebäudehülle übernehmen, werden im Modell nicht berücksichtigt, bieten in der Zukunft aber gegebenenfalls große Potenziale. Neben einer Weiterentwicklung der heute dominierenden Silizium-Wafer-Technologie kommen hierbei auch neue Materialien und Materialkombinationen, zum Beispiel verschiedene Dünnschichten, infrage. Für gebäudeintegrierte PV sind auch gedruckte, flexible Module und organische PV in der Entwicklung.

	Investition inkl. Netzanschluss (€/kW _{el})	Stromgestehungskosten (€/MWh _{el})
Dachanlagen	440 – 715	52 – 80
Freiflächenanlagen	295 – 625	35 – 64
Mix (50 % Dach, 50 % Freifläche)		58

Tabelle 7: Investition und Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen

Die installierten PV-Leistungen in den Modellrechnungen liegen in einem Bereich von 44 bis 151 GW²⁴, PV-Anlagen decken 8 bis 24 Prozent der Nettostromnachfrage, im Mittel über die Szenarien entspricht dies etwa einem Drittel der Stromproduktion aus Wind. Durch eine Kostensenkung auf dem optimistischsten Pfad können die Stromgestehungskosten nur um circa 1 bis 4 Prozent gegenüber dem Referenzfall reduziert werden. Der geringere Einfluss auf die Stromgestehungskosten ist vor allem damit begründet, dass der Anteil an den Gesamtsystemkosten in den betrachteten Szenarien bei nur 5 bis 16 Prozent liegt.

Die verfügbaren Dach- und Freiflächen stellen auch im Jahr 2050 keine Beschränkung dar. So hat Everding für Deutschland solargeeignete Dachflächen (ohne Fassaden) von 1.760 km² bestimmt.²⁵ Dies entspräche bei einem Flächenbedarf von 6,4 m²/kW einer PV-Modulleistung von 275 GW oder einer solaren Stromerzeugung von 40 Prozent des deutschen Bedarfs alleine durch Dachanlagen. Würde die heute für Energiepflanzen genutzte landwirtschaftliche Fläche von etwa 2,4 Millionen Hektar²⁶ mit PV-Anlagen heutiger Technik überbaut, würde dies einen Energieertrag von rund 1.000 TWh/a bedeuten.

Die Fachgruppe „Photovoltaik“ geht davon aus, dass durch eine Erhöhung der Systemwirkungsgrade von heute circa 15 Prozent auf 24 bis 35 Prozent im Jahr 2050 der spezifische Flächenbedarf auf 2,8 bis 4,2 m²/kW gesenkt werden kann, wodurch für die gleiche installierte Leistung 34 bis 56 Prozent weniger Fläche benötigt werden.

Die Akzeptanz insbesondere für Dachanlagen und gebäudeintegrierte An-

²⁴ Ebenso wie bei Windenergieanlagen ist die installierte PV-Leistung geringer als in den ursprünglichen Szenarien, da von der FG „Photovoltaik“ höhere Volllaststundenzahlen für realistisch gehalten werden.

²⁵ Everding 2004, S. 18.

²⁶ DBV 2014, Kapitel 2.2.

lagen ist in der Bevölkerung sehr hoch, weil der Photovoltaik-Eigenverbrauch schon heute für die Endverbraucher rentabel und die Belastung des Landschaftsbildes sehr gering ist.

Um die oben genannten Kostensenkungspotenziale zu erschließen, müssen kostengünstige Herstellungsverfahren für alle Komponenten entlang der Wertschöpfungskette entwickelt werden und hohe Wirkungsgrade der Solarmodule erreicht werden. Dies erfordert umfangreiche F&E-Anstrengungen. Zum einen müssen die heute bestehenden erfolgreichen Technologien weiter optimiert werden, zum anderen neue technische Lösungen für die einzelnen Komponenten entwickelt werden (zum Beispiel durch neue Materialien). Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Entwicklung von Systemlösungen für verschiedene Anwendungsfälle, zum Beispiel zur Integration von PV in Gebäuden oder zur Flexibilisierung durch hochintegrierte Wechselrichter-Batterie-Systeme.

3.3 Biomasse

Die Biomassenutzung gehört mit einem Anteil an der Stromerzeugung von circa 8 Prozent oder 49 TWh in 2014 neben Photovoltaik- und Windenergie zu den drei etablierten Technologien der „neuen“ erneuerbaren Stromerzeugung. Die Flächennutzung für landwirtschaftliche Nutzpflanzen zur Energiegewinnung und für die stoffliche Verwertung beträgt rund 2,4 Millionen Hektar und entspricht damit etwa 20 Prozent der Ackerfläche beziehungsweise 14 Prozent der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche.²⁷ Die Agentur für Erneuerbare Energien geht davon aus, dass bis 2020 ein Potenzial für den Anbau von Energiepflanzen von 3,6 Millionen Hektar zur Verfügung steht.²⁸

Im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie ist Bioenergie speicherbar und damit neben der Eignung als Grundlast grundsätzlich als Flexibilitätstechnologie einsetzbar. Bedingt durch die Bestimmungen des EEG sind heutige Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung auf Dauerbetrieb ausgelegt. Der Großteil der Anlagen wird in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebes bestehen in der bedarfsangepassten Beschickung der Anlagen mit Biomasse, der Zwischenspeicherung von Energieträgern (zum Beispiel Biogas), der Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung durch Wärmespeicher und der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins Erdgasnetz anstelle einer direkten Verstromung vor Ort. Diese Konzepte setzen unterschiedlich aufwendige Änderungen bei Konstruktion und Betrieb der Anlagen voraus (zum Beispiel Investitionen in die Regelungstechnik, Neudimensionierung bestimmter Komponenten wie Gasspeicher etc.).

Neben den heute etablierten Technologien der Stromerzeugung – Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke – existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung aus Biomasse, die sich in unterschiedlichen technischen Entwicklungsstadien befinden.²⁹

In den Modellrechnungen werden zwei Umwandlungspfade betrachtet: Holzkraftwerke und Biogasanlagen mit Einspeisung des zu Biomethan³⁰ aufbereiteten Biogases ins Erdgasnetz. Angesichts der Limitierungen des Berechnungsmodells wurde zur Vereinfachung angenommen, dass das gesamte erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereitet wird. Das Biomethan wird dann in erdgasgefeuerten

²⁷ Ebd.

²⁸ AEE 2009.

²⁹ Die verschiedenen Bioenergie-technologien werden in den *Technologiesteckbriefen* der Fachgruppe „Bioenergie“ detailliert beschrieben.

³⁰ Als Biomethan wird Biogas bezeichnet, das auf Erdgasqualität aufbereitet wurde.

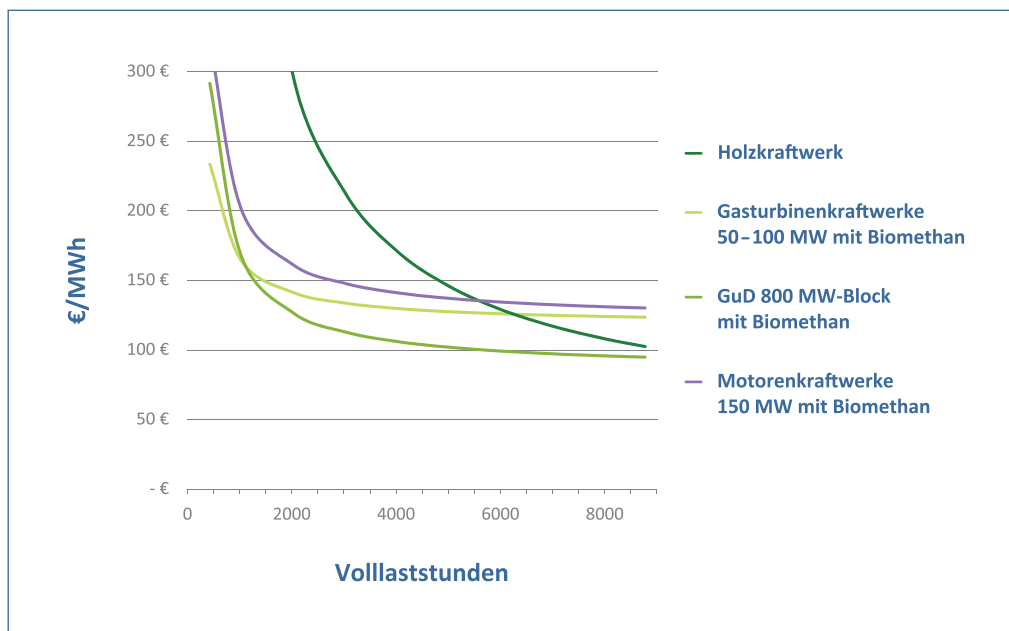


Abbildung 5: Stromgestehungskosten aus Bioenergie in Abhängigkeit der Volllaststunden

konventionellen Kraftwerken (GuD, Gasturbinenkraftwerk, Motorenkraftwerk), beschrieben in Abschnitt 3.6, verstromt. Beide Umwandlungspfade sind für vollflexiblen stromgeführten Betrieb ausgelegt, weil vorausgesetzt wird, dass das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist und damit zwischengespeichert werden kann.

In Tabelle 8 sind die wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter von Holzkraftwerken zusammengefasst, die in die Modellrechnungen einfließen. Für Biomethan werden für die Modellrechnungen mittlere Herstellungskosten von 54,6 €/MWh (bezogen auf den Heizwert) im Jahr 2050 angenommen. Die Stromgestehungskosten errechnen sich dann in Abhängigkeit von Wirkungsgraden und Kostendaten der in Abschnitt 3.6 beschriebenen Kraftwerke, in denen das Biomethan verfeuert wird. Abbildung 5 zeigt die Stromgestehungskosten für Holzkraftwerke und biomethangefeuerten Kraftwerke in Abhängigkeit von den Volllaststunden.

Die Herstellungskosten für Biomethan werden im Wesentlichen durch die Biomassekosten bestimmt. Diese sind abhängig von der Art der Biomasse und

der Marktsituation (Angebot und Nachfrage) und variieren stark. So lagen die Herstellungskosten für Biomethan im Jahr 2013 zwischen 28 und 124 €/MWh (bezogen auf den Heizwert).³¹ Während in den Modellrechnungen vereinfachend mit mittleren Kosten gerechnet wird, ist in der Realität damit zu rechnen, dass Teile des Gesamtpotenzials zu niedrigeren, andere Teile aber nur zu wesentlich höheren Kosten erschlossen werden können.

	Wirkungsgrad	Investition (€/kW _{el})	Biomassekosten (€/MWh _{th})
Holzkraftwerk	35 – 40 %	3.380 – 4.460	7 – 25

Tabelle 8: Technische und ökonomische Parameter von Holzkraftwerken

Im derzeitigen EU-Emissionshandelssystem werden für Bioenergie keine Kosten für CO₂-Zertifikate angerechnet. Berücksichtigt man allerdings die CO₂-Emissionen, die durch die Herstellung von Düngemitteln und den Energieverbrauch bei der land- und forstwirtschaftlichen Bearbeitung sowie durch Methan- und Lach-

³¹ Bundesnetzagentur 2014.

gasemissionen anfallen, werden durch intensiv bewirtschaftete Äcker, Wiesen und Weiden jedoch durchaus Treibhausgasemissionen freigesetzt. Diese Emissionen bleiben, wie auch andere Vorkettenemissionen zum Beispiel durch Förderung und Transport fossiler Brennstoffe, in den Modellrechnungen unberücksichtigt.³²

Der Anbau von Biomasse zur Stromerzeugung steht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion, zur stofflichen Nutzung und zur Kraftstoff- und Wärmeerzeugung. Deutschland ist derzeit ein Nettoimporteur von Biomasse, sowohl für die energetische Nutzung als auch zur Futtermittelbereitstellung. Die Schätzungen, wie viel agrarische Biomasse 2050 weltweit für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen wird, reichen von 14.000 TWh pro Jahr (Istzustand) bis 140.000 TWh pro Jahr. Nach Einschätzung der ESYS-Arbeitsgruppe „Ressourcen“ ist das Potenzial eher gering, da durch Bevölkerungswachstum und steigenden Lebensstandard mehr Biomasse für die menschliche Ernährung und für die Herstellung von Produkten wie Papier, Baumwolle und Baumaterialien benötigt wird. Andererseits gibt es durchaus Möglichkeiten, zum Beispiel durch eine Steigerung der Effizienz in den Nahrungsmittellieferketten und durch Umstellung von Ernährungsgewohnheiten Potenziale für die energetische Nutzung freizusetzen. So gehen weltweit derzeit circa 60 Prozent der Ernte durch Verluste in Landwirtschaft und Lieferketten und durch Wegwerfen in Supermärkten und Haushalten verloren. Durch eine vegetarische Ernährung könnten bis zu 50 Prozent der agrarischen Flächen für Bioenergie frei werden.³³ Möglichkeiten zur Erhöhung der inländischen Potenzi-

ale bestehen auch in einer verbesserten Kaskaden- und Koppelproduktnutzung agrarwirtschaftlicher Biomasse und im Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen. Mögliche Ertragssteigerungen in der Landwirtschaft durch effizientere Bewirtschaftung könnten ebenfalls zukünftig zu einer Erhöhung des Potenzials beitragen, während strengere Anforderungen an den Naturschutz die Potenziale verringern könnten.

Welcher Teil der landwirtschaftlichen Fläche für die Bioenergiebereitstellung im Allgemeinen und für die Stromerzeugung im Besonderen verwendet werden soll, muss in einer sektorübergreifenden Biomassestrategie geklärt werden. Dabei müssen die möglichen Umweltrisiken durch den Anbau von Energiepflanzen, zu denen neben Treibhausgasemissionen auch ein Verlust an Biodiversität, die Verknappung von Trinkwasser, die Kontamination von Gewässern und die Erosion von Böden gehören können, sorgfältig geprüft werden. Auch die Auswirkungen in den Ländern, aus denen Biomasse nach Deutschland importiert wird, müssen berücksichtigt werden.

Biogassubstrate aus Abfallstoffen hingegen konkurrieren nicht mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion. In Deutschland fallen jährlich circa 178 TWh (18 Megatonnen) an Abfällen an, zuzüglich 195 TWh Stroh, die aber teilweise zum Erhalt der Bodenfruchtbarkeit untergepflügt werden müssen.³⁴ Das Deutsche Biomasseforschungszentrum schätzt das Potenzial an Stroh, das in Deutschland nachhaltig energetisch genutzt werden kann, auf 8 bis 13 Millionen Tonnen (etwa 30 bis 50 TWh).³⁵ Abgesehen von der technischen Verfügbarkeit liegt auch eine Herausforderung darin, die Biomasse zu langfristig kalkulierbaren wettbewerbsfähigen Preisen zu erschließen. So sind beispielsweise

³² Es ist anzunehmen, dass die Vorkettenemissionen 2050 niedriger sein werden als heute, da durch die zunehmende Dekarbonisierung des Energiesystems und Effizienzsteigerungen auch die Emissionen der vorgelagerten Prozesse wie zum Beispiel der Düngemittelherstellung sinken werden.

³³ Angerer et al. 2015.

³⁴ Ebd.

³⁵ Weiser et al. 2014.

zur Absicherung von Anlageinvestitionen erforderliche langfristige Lieferverträge in der Holzwirtschaft (noch) nicht üblich.

Die angenommenen Potenziale im Modell mit 26 TWh_{th} pro Jahr für Holz und 100 TWh_{th} pro Jahr für Biogas entsprechen in etwa den heute eingesetzten Mengen. In Szenarien mit ambitionierten CO₂-Minderungszielen wird ein Potenzial von 200 TWh_{th} für Biogas angenommen.

In den Modellrechnungen wird das Biogaspotenzial in den meisten Fällen bis zur Potenzialgrenze ausgeschöpft, außer wenn Braunkohle mit CCS oder solarthermische Stromerzeugung als alternative kostengünstige CO₂-arme Technologien zur Verfügung stehen oder der Anteil an Wind und PV mindestens 90 Prozent beträgt. Eine korrekte Einschätzung der Potenziale, die sich aus der Festlegung einer umfassenden Biomassestrategie ergibt, ist daher von hoher Bedeutung. Holzkraftwerke kommen nur bei sehr ehrgeizigen CO₂-Minderungszielen, hoher Dezentralität oder 100 Prozent Erneuerbaren zum Einsatz. Der Einsatzbereich variiert je nach Rahmenbedingungen stark und liegt für Holzkraftwerke bei 2.000 bis 6.000 Volllaststunden und für Biogas-GuD bei 1.500 bis 8.000 Volllaststunden.

Stromerzeugung auf Basis von Biomasse ist im Vergleich zu Geothermie, die ebenfalls nachfrageabhängig betrieben werden kann, kostengünstiger. Demgegenüber können CSP-Anlagen bei sehr hoher Auslastung (ab circa 6.000 Volllaststunden) Strom günstiger bereitstellen als mit Biogas betriebene GuD-Anlagen.

Die Weiterentwicklung der Bioenergienutzung ist unter anderem von den gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig. So führen die neuen Regelungen der 2014 verabschiedeten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem weitgehenden Ausbau- und Entwicklungsstopp und sehr wahrscheinlich

zur Stilllegung bestehender Anlagen nach Ablauf der EEG-Vergütungszeiträume.

Die Akzeptanz auf lokaler Ebene ist gegenüber Biogasanlagen geringer als gegenüber Windkraft- und Solaranlagen.³⁶ Kleine, dezentrale Biogasanlagen werden eher akzeptiert als große Anlagen, insbesondere, wenn sie über ein Konzept zur Wärmenutzung verfügen und Reststoffe als Substrat eingesetzt werden. Eine überwiegend positive Bewertung erhalten (auch große) Heizwerke auf Restholzbasis, während Biotreibstoffanlagen eher kritisch gesehen werden.³⁷

F&E-Bedarf besteht bei der Weiterentwicklung verschiedener Umwandlungstechnologien, zum Beispiel der Vergasung fester Brennstoffe. Die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen und insbesondere auch von bioenergiebetriebenen KWK-Anlagen erfordert die Entwicklung regional angepasster technischer Konzepte und Demonstrationsprojekte. Auch die Entwicklung von Technologien zur Erschließung von biogenen Reststoffen und Nebenprodukten und die Quantifizierung des Beitrages der Bioenergie zur Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien sind wichtige Forschungsthemen.

3.4 Solarthermische Stromerzeugung

Solarthermische Kraftwerke haben gegenüber Windkraft- und Photovoltaik den Vorteil, dass thermische Energie zum Beispiel in Speichertanks mit heißem geschmolzenem Salz zwischengespeichert werden kann. Somit kann der Betrieb der Anlage bei Wolkendurchgängen oder nach Sonnenuntergang fortgesetzt werden. Wird zusätzlich eine Zufeuerungsmöglichkeit für fossilen Brennstoff, Müll

³⁶ AEE 2012-2.

³⁷ Wüste 2012.

oder Biomasse installiert, können auch längere sonnenarme Zeiten überbrückt werden. Die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken ist somit planbar und flexibel. In Spanien haben solarthermische Kraftwerke mit thermischen Speichern offizielle Abnahmetests als „dispatchable power plants“ absolviert und nehmen damit wie fossile Kraftwerke aktiv an der Lastregelung ihres Netzes teil.

Da solarthermische Kraftwerke nur direkte Sonnenstrahlung verarbeiten können, beschränken sich geeignete Standorte mit einer Wirkung für Deutschland auf sonnenreichere Länder wie die europäischen Mittelmeerränder oder Nordafrika. Eine größere kommerzielle Markteinführung hat seit 2007 in Spanien und den USA stattgefunden. In Südafrika ist das erste solarthermische Kraftwerk in Betrieb und viele weitere im Bau. Auch in den Vereinigten Arabischen Emiraten ist ein erstes Kraftwerk in Betrieb und in Marokko und Chile befinden sich große Anlagen im Bau. Zurzeit sind weltweit etwa 4 GW an solarthermischen Kraftwerken in Betrieb. Somit gibt es Erfahrungen mit großen, kommerziellen solarthermischen Kraftwerken, doch die Technologie ist im Vergleich zu etwa Wind und Photovoltaik noch recht jung und hat große Kostensenkungspotenziale.

Durch die Anpassung der Größe von Solarfeld, Speicher und Turbine können solarthermische Kraftwerke für unterschiedliche Betriebsarten ausgelegt werden. Im Berechnungsmodell werden Systeme zugrunde gelegt, die durch Wärmespeicher und Zufeuerung für den vollflexiblen Betrieb ausgelegt sind. Als Brennstoff für die Zufeuerung wird Erdgas eingesetzt, das durch eine vorgeschaltete Gasturbine mit hohem Wirkungsgrad genutzt wird. Um eine sichere Energiebereitstellung garantieren zu können, werden im Berechnungsmodell Speicher und Zufeuerung so ausgelegt, dass zu jedem Zeitpunkt die angeforderte Leistung

bereitgestellt werden kann. Bei dieser Strategie können erhebliche Mengen an solar erzeugter Überschussenergie durch eine Überdimensionierung des Solarfelds anfallen. Dadurch werden über das Jahr gerechnet in manchen Fällen nur etwa 50 Prozent des erzeugten Stroms tatsächlich exportiert, während der Rest zu Zeitpunkten erzeugt wird, an denen es keinen Bedarf gibt und der thermische Speicher bereits vollgeladen ist. Mögliche Einnahmen durch den Verkauf von Wärme oder Strom aus dieser Überschussenergie im lokalen Markt sind im Modell nicht berücksichtigt, könnten in der Realität aber zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führen.

Standardmäßig wird CSP wegen der Beschränkung auf Deutschland in den Modellrechnungen nicht betrachtet. In einigen Parametersätzen wird beispielhaft der Transport von CSP-Strom aus Marokko nach Deutschland berücksichtigt. Alternativ wäre auch ein Transport aus Südspanien vorstellbar, das etwa 15 bis 20 Prozent geringere Solareinstrahlung hat, jedoch geografisch näher liegt und demselben europäischen Regulierungsrahmen unterliegt wie Deutschland. Zur Abbildung im Modell wird angenommen, dass der Transport über eine Punkt-zu-Punkt-Hochspannungsgleichstromleitung (HGÜ) erfolgt, deren gesamte Kosten dem solarthermischen Strom zugerechnet werden. Die Durchleitungskosten betragen 14 bis 22 €/MWh bei 4.000 Volllaststunden und 8 bis 12 €/MWh bei 7.000 Volllaststunden. Die Nutzung des existierenden und im Ausbau befindlichen europäischen Verbundnetzes ist eine alternative Übertragungsstrategie. Schon heute sind die Day-Ahead-Märkte von Skandinavien bis nach Großbritannien, Spanien und Italien gekoppelt. Eine Abschätzung der Übertragungsverluste und -kosten für diese Variante ist allerdings komplex. Welches Übertragungskonzept insgesamt zu geringeren Kosten führt und politisch-regulatorisch leichter durchsetzbar ist, lässt sich nur

Wirkungsgrad solar → el.	Wirkungsgrad fossil → el.	Zufeuerungsanteil	Investition Powerblock (€/kW _{el})	Investition Solarfeld (€/m ²)	Investition therm. Speicher (€/kWh _{th})	Engineering, Procurement, Construction, Contingencies	Investition HGÜ inkl. Umrichterstationen (€/(MW km))
19 – 22 %	45 – 50 %	variabel	590 – 750	55 – 80	11 – 16	25 – 29 %	250 – 400

Tabelle 9: Technische und ökonomische Parameter von solarthermischen Kraftwerken

durch eine sehr detaillierte Analyse für einen genau definierten Fall abschätzen, die jenseits des Rahmes dieser Untersuchung liegt.

Wichtige technische und ökonomische Parameter sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Abbildung 6 zeigt die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den Volllaststunden. Diese setzen sich aus Kostenanteilen für das Solarkraftwerk selbst, für die HGÜ-Leitung nach Deutschland sowie für den gegebenenfalls notwendigen zusätzlichen fossilen Brennstoff und die damit verbundenen CO₂-Abgaben zusammen. Insbesondere bei niedrigen Volllaststunden (< 3.000h) sind die Anteile aus dem HGÜ-Leitungsbau mit mehr als 30 Prozent der Gesamtkosten signifikant.

Wenn CSP in das Technologieportfolio aufgenommen wird, kommt sie in der Hälfte der Szenarien zum Einsatz, hauptsächlich anstelle von Biogas-GuD. Bei einer installierten Leistung von 4 bis 26 GW trägt die CSP in diesen Szenarien 43 bis 190 TWh (5 bis 30 Prozent) zur Stromerzeugung bei. Die Stromgestehungskosten des Gesamtsystems sind vergleichbar mit dem Referenzfall. Der Einsatzbereich der CSP-Kraftwerke liegt bei 6.000 bis 7.500 Volllaststunden.

Akzeptanzprobleme sind möglicherweise in Bezug auf den Stromleitungsbau sowohl für die Durchleitung (Punkt-zu-Punkt-Verbindung) als auch für den erwarteten transnationalen Netzausbau zu erwarten. Letzterer ist deutlich

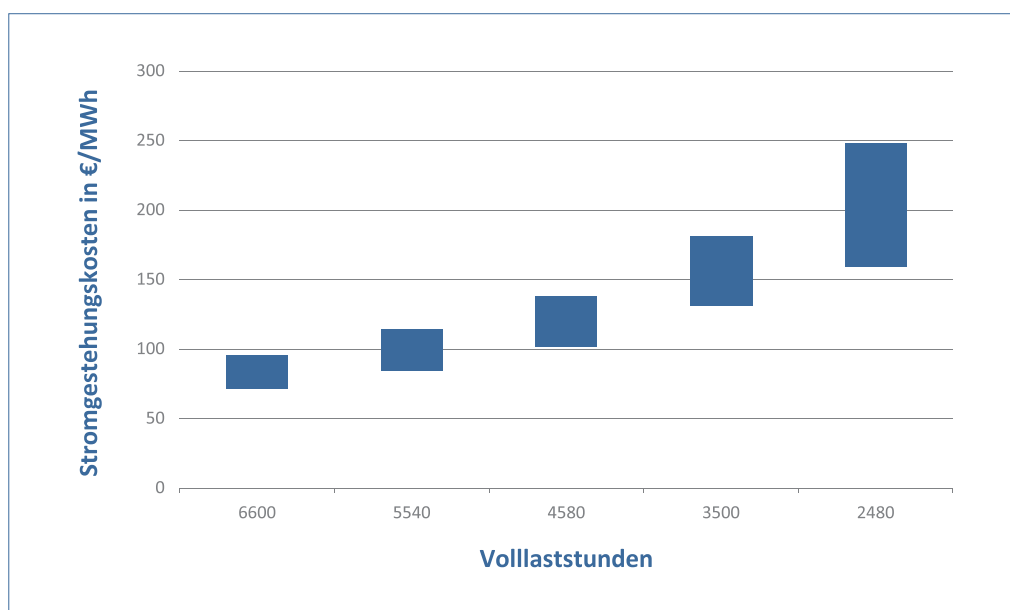


Abbildung 6: Beispielhafte Bandbreite der Stromgestehungskosten aus solarthermischen Kraftwerken in Abhängigkeit der Volllaststunden (inklusive Durchleitungskosten nach Deutschland). Berücksichtigt sind dabei sowohl optimistischste Parameterannahmen (unterer Wert) als auch der Ausschluss von fossiler Zuführung mit Referenzparametern (oberer Wert).

umfangreicher, hat aber für das europäische Energiesystem deutlich weitreichendere Effekte. Zusätzliche Komplexität entsteht insgesamt dadurch, dass hier in die Betrachtungen der gesellschaftlichen und politischen Akzeptanz sowie der relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen sowohl das Land, in dem die Erzeugungsanlage selber aufgebaut wird, als auch alle im Netzverbund betroffenen Länder einbezogen werden müssen. Diese Themen stehen in engem Zusammenhang mit der Gestaltung eines europäischen Energiebinnenmarktes. Da unter bestimmten Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Energiesystems (zum Beispiel einer geringen Verfügbarkeit von Biomasse für die Stromversorgung) der CSP-Technologie eine wichtige Rolle zukommen kann, sollten detaillierte Untersuchungen zu den Potenzialen sowie zu den Umsetzungsmöglichkeiten und der Akzeptanz der verschiedenen Optionen zur Stromübertragung nach Deutschland durchgeführt werden.

Die für 2050 prognostizierten Kosten für CSP erfordern ambitionierte Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, die die Marktdurchdringung der Technologie begleiten müssen. Insbesondere die Erhöhung der oberen Prozesstemperatur in Verbindung mit höher konzentrierenden Systemen ist ein wesentlicher Faktor. Damit können der Bedarf an Konzentratorfläche und an Speichergröße reduziert und die Kosten gesenkt werden, was die Gesamteffizienz der Anlage optimieren würde. Dazu ist es notwendig, alternative Wärmeträgerfluide und Speichersysteme für den Einsatzbereich von 600 °C bis 1.200 °C zu entwickeln. Neben der Nutzung von Dampfkraftwerken sind mittelfristig auch Hochtemperaturkreisläufe (zum Beispiel Gasturbinen) zu integrieren, um die Temperaturpotenziale auszunutzen.

3.5 Geothermische Stromerzeugung

Anders als Wind- und Solarenergie ist die Geothermie unabhängig von Wetter, Jahres- und Tageszeit konstant verfügbar. Die geothermische Stromerzeugung ist daher grundlastfähig. Wenn die Anlagen mit Wärmespeichern und der entsprechenden Regelungstechnik ausgestattet werden, ist die geothermische Stromerzeugung als Flexibilitätstechnologie zumindest bedingt geeignet.

Mit einer derzeit installierten elektrischen Leistung von 31,3 MW ist die geothermische Stromerzeugung noch im Forschungsstadium. Die heute im Einsatz befindlichen Geothermieanlagen sind sogenannte hydrothermale Systeme, die aus Heißwasser-Aquiferen gespeist werden. Da für diesen Anlagentyp bestimmte geologische Verhältnisse erforderlich sind, sind die möglichen Standorte begrenzt. Noch nicht als kommerzielle Systeme verfügbar sind die in der Entwicklung begriffenen Technisch angelegten Geothermischen Systeme (TGS) in Tiefen von circa 3.500 m bis 5.000 m. Das Konzept wurde bisher lediglich in wissenschaftlichen Versuchsanlagen angewandt. In Deutschland existiert derzeit keine derartige Anlage. Die Potenziale für diesen Anlagentyp sind groß: Die in Deutschland verfügbaren Ressourcen an Erdwärme betragen circa 130.000 TWh. Damit könnte über einen Zeitraum von 500 Jahren 260 TWh Strom pro Jahr (40 Prozent der derzeitigen Stromerzeugung) produziert werden. Um die gesamten Erdwärmepotenziale auszunutzen, wäre die Errichtung von circa 13.450 TGS-Anlagen mit einer jeweils maximalen installierten Leistung von 35 MW erforderlich. Dafür müssten etwa 240.000 Bohrungen niedergebracht werden. Die Erzeugung von 260 TWh pro Jahr erfordert eine installierte Anlagenleistung von insgesamt mindestens 30 GW. In den Modellrechnungen wird für das Jahr 2050 von einer maximalen installierten Leistung von 30 GW ausgegangen.

In den Modellrechnungen werden Technisch angelegte Geothermische Systeme zugrunde gelegt, die durch Wärmespeicher für den vollflexiblen Betrieb ausgelegt sind. Eine Auskopplung von Fern- oder Nahwärme, wie sie heute bei vielen Anlagen praktiziert wird, wird nicht berücksichtigt. Anders als bei zum Beispiel biomasse- oder erdgasgefeuerten KWK-Anlagen ist bei Geothermieanlagen eine Wärmeauskopplung auf einem für eine Nah- oder Fernwärmeversorgung erforderlichen Temperaturniveau grundsätzlich nur möglich, wenn nicht zeitgleich Strom erzeugt wird. Die Abwärme nach der Stromerzeugung hat kein für eine Nutzung ausreichendes Temperaturniveau mehr. Strom- und Wärmeerzeugung finden also nicht zeitgleich, sondern alternativ zueinander statt. Eine zuverlässige Wärmeversorgung wäre in solchen Anlagen also nur möglich, wenn durch Zufueuerung von Biomasse, fossilen Brennstoffen oder einem EE-Gas die kontinuierliche Versorgung sichergestellt würde. Investitionskosten und Stromgestehungskosten bei 4.000 und 8.000 Volllaststunden sind Tabelle 10 zu entnehmen.

	Investition (€/kW _{el})	Stromgestehungskosten bei 8000 Volllaststd. (€/MWh _{el})	Stromgestehungskosten bei 4000 Volllaststd. (€/MWh _{el})
Geothermie-Kraftwerk	5.100 – 13.450	65 – 255	130 – 510

Tabelle 10: Ökonomische Parameter von Geothermieanlagen

Da sich die Erfahrungen mit der Technologie auf Pilotanlagen beschränken, bestehen erhebliche Unsicherheiten bei der Einschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung. Basierend auf den Entwicklungen bei der Bohrtechnik in den USA geht die Fachgruppe „Geothermie“ davon aus, dass insbesondere durch Effizienzsteigerungen bei den Bohrkosten bis 2050 eine Kostenreduktion um 75 Prozent gegenüber den heute wirtschaftlichsten Pilotanlagen möglich ist.

In den Modellrechnungen kommt geothermische Stromerzeugung 2050 nur dann zum Einsatz, wenn bei ambitionierten Klimaschutzziele oder der Vorgabe einer Vollversorgung aus erneuerbaren Energien keine CSP zur Verfügung steht und der Anteil an Wind- und PV-Strom vergleichsweise gering ist. Bei fehlendem Netzausbau kommt Geothermie außerdem in Süddeutschland zum Einsatz. Die Stromerzeugung aus Geothermie variiert in den verschiedenen Berechnungsfällen, in denen Geothermie zum Einsatz gelangt, zwischen 3 und 210 TWh (1 bis 34 Prozent der Stromerzeugung) bei einer installierten Leistung von 5 bis 30 GW. Aufgrund der hohen Investitionskosten kommt Geothermie mit einer hohen Auslastung von 5.000 bis 8.000 Volllaststunden zum Einsatz und wird nicht primär zur Bereitstellung von Flexibilität eingesetzt.

Bei Referenzannahmen ist die geothermische Stromerzeugung wesentlich teurer als die beiden anderen flexiblen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, Biomasse und CSP. Nur unter Annahme der oben genannten, durch signifikante Investition in Forschung und Entwicklung zu ermöglichende Kostenreduktion um 75 Prozent kann Geothermie kostengünstiger Strom bereitstellen als CSP. Im Einsatzbereich über 5.000 Volllaststunden ist unter diesen Annahmen die Geothermie auch kostengünstiger als biogasgefeuerte GuD-Anlagen.

Soll die geothermische Stromerzeugung für das zukünftige Energiesystem als Technologieoption mit verträglichen Kosten zur Verfügung stehen, so sollten sich Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf eine Senkung der Investitionskosten fokussieren. Hier könnte beispielsweise die Entwicklung von Verfahren zur kostengünstigeren Erschließung tiefliegender Erdwärmepotenziale und zur verlässlichen Planung, Auslegung und Einrichtung Technisch angelegter Geothermischer Systeme (TGS) in den Fokus genommen werden.

Die öffentliche Wahrnehmung geothermischer Energiegewinnung ist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen relativ wenig erforscht. In den Medien wird die Gewinnung von Erdwärme heute zunehmend im Zusammenhang mit Fracking, geologischer Speicherung von Kohlendioxid (CCS) und Schiefergas diskutiert. Seismische Risiken dominieren die Diskussion, obwohl sie von Experten als eher gering eingeschätzt werden. In der jüngeren Vergangenheit führten seismische Ereignisse in Verbindung mit geothermischen Operationen, insbesondere der hydraulischen Risserzeugung, zur Einstellung von Geothermie-Projekten. Im Zusammenhang mit der Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten wird aktuell eine Diskussion über ein weitgehendes Verbot für alle Vorhaben, bei denen hydraulische Risserzeugung (Fracking) zum Einsatz kommen soll, geführt. Hiervon betroffen ist auch die TGS-Technologie. Diese rechtlichen Aspekte könnten, neben den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, für die zukünftige Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung mit entscheidend sein.

Grundsätzlich ist das wirtschaftliche Potenzial der Geothermie als Quelle für den Wärmemarkt größer als für den Strommarkt. Die geförderte Wärmeenergie hat im Vergleich mit Erdgas als Wärmequelle einen Wert von rund $30 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Da der Umwandlungswirkungsgrad in Strom durch das relativ niedrige Temperaturniveau bei derzeit maximal 17 Prozent gesehen wird, werden rund $6 \text{ MWh}_{\text{th}}$ für die Erzeugung einer MWh_{el} benötigt. Der Wert der eingesetzten Wärme entspricht also etwa $180 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$, während der Wert der elektrischen Energie bei maximal 8 bis 10 €/MWh liegt. Wenn es also eine Begrenzung der Nutzung von Geothermie gibt, ist aus wirtschaftlicher Sicht die primäre Versorgung des Wärmemarktes bis zu seiner Sättigung zu bevorzugen. Durch die TGS-Technologie kann

die Wärme sehr gut am Ort des Bedarfs zur Verfügung gestellt werden. Erst wenn der Wärmebedarf durch Effizienzmaßnahmen deutlich zurückgeht, macht die Überführung der Energie in den Stromsektor aus wirtschaftlicher Sicht Sinn und muss sich dann zu den in Tabelle 10 angegebenen Stromgestehungskosten dem Wettbewerb mit anderen abrufbaren Stromerzeugern stellen.

F&E-Bedarf besteht neben den oben genannten Aspekten einer verlässlichen Planung und Auslegung technisch angelegter Geothermischer Systeme ebenso bezüglich ihrer Einrichtung im tiefen Untergrund. Dies betrifft zum einen die Entwicklung einer kostengünstigen, minimalinvasiven Erkundungsbohrtechnik sowie unterschiedliche Verbesserungen technischer Komponenten wie Verrohrung, Tauchpumpen und Messsysteme für eine heiße, korrosive Umgebung. Zum anderen ist insbesondere das planvolle Anlegen hydraulischer Risse zur Sicherstellung der geforderten und mit hinreichender Sicherheit vorhersagbaren Fließraten über lange Zeit zu untersuchen.

3.6 Konventionelle Kraftwerke

Erdgas- und kohlegefeuerte Kraftwerke dominieren die heutige Stromerzeugung. Durch die Zunahme volatiler Einspeisung aus Wind und Solarenergie müssen die Kraftwerke in Zukunft mit weniger Betriebsstunden und sehr viel häufigeren An- und Abfahrvorgängen betrieben werden. Die Anpassung der Kraftwerke an die flexible Fahrweise wird von der Fachgruppe „Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“ für neue Kraftwerke als unproblematisch und auch für bestehende Kraftwerke in bestimmtem Umfang als machbar angesehen. Die niedrigere Zahl an Vollbenutzungsstunden wirkt sich jedoch – wie auch bei allen anderen Technologien – negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus (siehe Abbildung 7). Ein

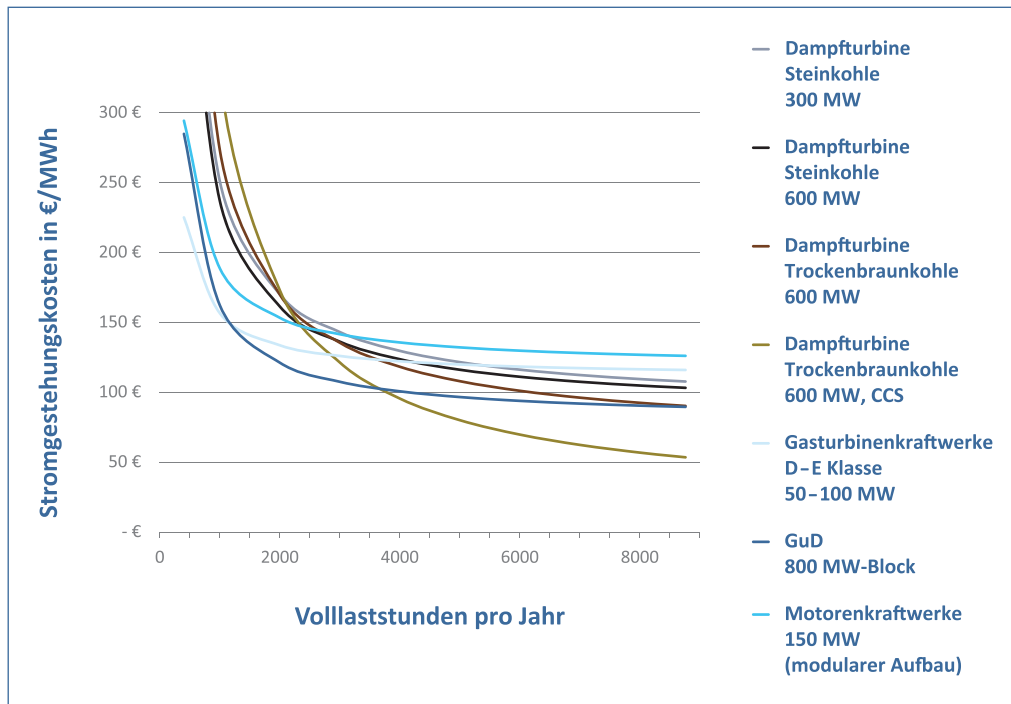


Abbildung 7: Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke in Abhängigkeit von den Volllaststunden bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 76 €/t

kritischer Faktor für die zukünftige Rolle konventioneller Kraftwerke ist daher die Gestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Die CO₂-Emissionen fossil gefeuerter Kraftwerke können, gesellschaftliche Akzeptanz vorausgesetzt, durch CO₂-Abscheidung und Einlagerung um circa 90 Prozent reduziert werden. Dies wird im Modell nur für Braunkohle, den Energieträger mit den höchsten spezifischen Emissionen und geringsten Primärenergiekosten, berücksichtigt.³⁸ Die Betrachtung von CCS-Anlagen in Kombination mit Steinkohlekraftwerken oder auch Gaskraftwerken wurde seitens der Fachgruppe „Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“ ausgeschlossen. Wirtschaftliche Abschätzungen zeigen jedoch, dass diese Kombination bei den hier zugrunde liegenden CO₂-Zertifikatspreisen dennoch interessant sein könnte.

³⁸ Für die Einlagerung des CO₂ und den Transport vom Kraftwerk zur Lagerstätte werden in den Modellrechnungen Kosten in Höhe von 8,7 € pro Tonne CO₂ eingerechnet.

Neben Kraftwerken zur reinen Stromerzeugung werden auch erdgasbetriebene KWK-Anlagen in der Industrie berücksichtigt. Industrielle KWK zeichnet sich durch einen über das Jahr meist relativ konstanten Wärmebedarf aus. Durch Wärmespeicher können Strom- und Wärmeerzeugung zeitlich entkoppelt werden. Das Potenzial ist in den Berechnungen auf 2,4 GW elektrische Leistung begrenzt, die sich aus dem saisonal nicht schwankenden Niedertemperatur-Prozesswärmeeinsatz in der Industrie ergibt.

In Tabelle 11 sind die wichtigsten technischen Parameter der konventionellen Kraftwerke für 2050, die im Modell berücksichtigt werden, zusammengefasst.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke wesentlich weitgehender vorangetrieben werden kann, als dies in den meisten Studien angenommen wird. Auch ein tägliches Ein- und Ausschalten von Braunkohlekraftwerken ist grundsätzlich machbar, sodass solche

	Wirkungsgrad	Investition (€/kW _{el})	Brennstoffkosten (€/MWh _{th})	CO ₂ -Emissions- faktor (kg/MWh _{th})
Steinkohlekraftwerk	50 %	1.400	16,0	342
Braunkohlekraftwerk	50 %	1.800	1,5	410
Braunkohlekraftwerk mit CCS	41 %	2.700	1,5	33
Gas- und Dampfkraftwerk	63 – 64 %	600 – 800	33	202
Gasturbinenkraftwerk	44 – 48 %	350 – 400	33	202
erdgasgefeuertes Motoren- kraftwerk	44 – 46 %	400 – 550	33	202
erdgasgefeuerte Industrie-KWK	30 % elektrisch, 60 % Wärme	750	33	202

Tabelle 11: Technische und ökonomische Parameter von konventionellen Kraftwerken

Kraftwerke durchaus nicht nur als Grundlastkraftwerke gefahren werden können.

Die Flexibilisierung kostet Lebensdauer und verursacht Zusatzkosten. Die Zusatzkosten durch häufige Startvorgänge sind in den Modellrechnungen über Startkosten berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke für den flexiblen Betrieb ausgelegt sind und damit eine Verringerung der Lebensdauer unterhalb der angenommenen Abschreibungsdauer verhindert werden kann. Dies stellt eine Unsicherheit in der Modellierung dar, die in zukünftigen Studien adressiert werden sollte. Da aber bereits heute die Volllaststundenzahlen der konventionellen Kraftwerke durch den wachsenden Erzeugungsanteil der erneuerbaren Energien immer geringer werden, erreichen die Kraftwerke die Volllaststundenzahlen, für die sie ausgelegt und gebaut worden sind, ohnehin nicht mehr. Diese nicht abgerufenen Volllaststunden können in Flexibilisierung investiert werden, wenn diese entsprechend vergütet wird. Damit ist quasi jede notwendige Flexibilisierung möglich und im Vergleich mit anderen Maßnahmen auch in den meisten Fällen wirtschaftlich.

Aufgrund ihres hohen Flexibilisierungspotenzials kommt den konventionellen Kraftwerken grundsätzlich bis zu CO₂-Reduktionen von 90 Prozent

eine wichtige Rolle zu. Auch in einem 100-Prozent-Reduktionsszenario spielen konventionelle Kraftwerksblöcke eine Rolle, dann allerdings die Gas- und GuD-Kraftwerke, die mit EE-Gas aus den Gasspeichersystemen betrieben werden. Auch hier ist die Flexibilität von zentraler Bedeutung.

3.6.1 Kohlekraftwerke

Braunkohle ist ein heimischer Brennstoff mit umfangreichen Ressourcen. Dennoch wurde im Modell das Potenzial auf den heutigen Verbrauch von circa 420 TWh_{th} pro Jahr begrenzt, da mit einer Ausweitung der Tagebaue aufgrund mangelnder Akzeptanz der Bevölkerung nicht zu rechnen ist. Insgesamt kann die geringe Akzeptanz der Braunkohlenutzung mit und ohne CCS ausschlaggebend für die Rolle dieser Technologie im zukünftigen Energiesystem sein.

Trotz der um ein Vielfaches niedrigeren CO₂-Emissionen ist die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber Braunkohle-Kraftwerken mit CCS eher noch als geringer als gegenüber Kraftwerken ohne CCS einzuschätzen. Ob der Einsatz von CCS in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten politisch durchsetzbar ist, ist daher unabhängig von technisch-wirtschaftlichen Aspekten fraglich. Obwohl unter den getroffenen Referenzannahmen für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise der

Betrieb einer CCS-Anlage ab circa 2.000 Volllaststunden ökonomisch vorteilhaft ist, wurde daher im Referenzfall CCS ausgeschlossen und lediglich ein Parametersatz gerechnet, in dem Braunkohle-CCS als Technologieoption zur Verfügung steht.

Braunkohle ohne CCS kommt in den Modellrechnungen nur bei Vorgabe der weniger ambitionierten Klimaschutzziele von 80 Prozent CO₂-Minderung gegenüber 1990 in Szenarien mit eher geringem Wind- und PV-Anteil zum Einsatz. Die Braunkohlekraftwerke laufen in diesen Szenarien mit einer Auslastung von 6.000 bis 6.500 Volllaststunden und tragen circa 7 Prozent (30–50 TWh) zur Stromerzeugung bei. In Szenarien mit hohem Wind- und PV-Anteil ist flexible Stromerzeugung nur mit geringeren Volllaststunden erforderlich. In den benötigten Einsatzbereichen sind GuD-Kraftwerke kostengünstiger und Braunkohle kommt nicht zum Einsatz. Werden Energieimporte ausgeschlossen, so kommt Braunkohle ebenfalls in Szenarien mit niedrigem Wind- und PV-Anteil zum Einsatz, und zwar auch in Einsatzbereichen unter 4.000 Volllaststunden, da hier Erdgas-GuD nicht zur Verfügung stehen.

Braunkohle mit CCS kommt – sofern als Technologieoption in den Modellrechnungen zugelassen – ebenfalls nur in Szenarien mit geringerem Wind- und PV-Anteil zum Einsatz. Der Anteil an der Stromerzeugung beträgt 10 bis 30 Prozent. Die Kraftwerke laufen mit 5.000 bis 7.500 Volllaststunden. Aufgrund der hohen Investitionen in die CO₂-Logistik ist eine Einführung der CCS-Technologie in das Energiesystem nur dann sinnvoll, wenn eine Nutzung dieser Technologie über viele Jahrzehnte geplant ist.

Steinkohlekraftwerke kommen in den Modellrechnungen nie zum Einsatz. In den meisten Fällen ist durch die ambitionierten Klimaschutzziele die Stein-

kohleverstromung ohne CCS aufgrund der hohen Emissionen nicht möglich. Bei weniger ambitionierten Klimaschutzziele stellt Braunkohle die kostengünstigere Alternative dar.

3.6.2 Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke

In der Klasse der Erdgaskraftwerke wurden Gasturbinen, Gas-und-Dampfkraftwerke, KWK-Anlagen sowie Motorenkraftwerke betrachtet. Während GuD-Kraftwerke mit Volllaststunden im Bereich von 3.000 bis 4.000 einen erheblichen Teil der benötigten Energie bereitstellen, dienen Gaskraftwerke vornehmlich der Abdeckung von Lastspitzen und der Überbrückung von seltenen „Dunkelflauten“. Gasturbinen weisen daher in den meisten Fällen lediglich 300 bis 500 Volllaststunden auf. Die geringste Einsatzhäufigkeit ergibt sich im Fall sehr ehrgeiziger CO₂-Minderungsziele, wo Erdgaskraftwerke nur Lastspitzen abdecken und mit lediglich circa 100 Volllaststunden eingesetzt werden. Mit einer installierten Leistung von 2 bis 47 GW GuD-Kraftwerke und 20 bis 40 GW Gasturbinenkraftwerke, decken Erdgaskraftwerke bei Referenzannahmen insgesamt 15 bis 43 Prozent der Stromnachfrage. Solange Restemissionen von CO₂ zugelassen sind, kommen Gasturbinen bis in sehr hohe Leistungsbänder zum Einsatz und stellen vielmals eine kostengünstigere Lösung als Speicher dar.

Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke stellen über alle Szenarien sowie Parametervariationen hinweg eine bedeutende Stromerzeugungs- und Flexibilitätstechnologie dar. In Szenarien, wo durch Vorgaben hoher CO₂-Minderungsziele, Vollversorgung durch EE oder Beschränkung auf heimische Energieträger die Nutzung von Erdgas nicht oder nur eingeschränkt möglich ist, werden Gasturbinen- und Erdgaskraftwerke mit Biogas oder Wasserstoff (als Teil von Gasspeichersystemen) betrieben. Insgesamt sind über die gesamte Bandbreite von Szenarien und

Parametersätzen hinweg in allen Fällen 43 bis 110 GW an Anlagenleistung installiert, in der Gasturbinentechnik benötigt wird. Gegenüber dem Frozen Szenario mit 31 GW gewinnt die Gasturbinentechnologie damit in jedem Fall an Bedeutung. Die Entwicklung von Systemen, die flexibel mit verschiedenen Brennstoffen (Erdgas, Biomethan, Wasserstoff) betrieben werden können, sollte daher ein Fokus der F&E-Anstrengungen im Bereich der Gasturbinentechnologie sein.

Motorenkraftwerke weisen unter den getroffenen Annahmen immer höhere Stromgestehungskosten auf als Gasturbinen und kommen deswegen nicht zum Einsatz. Vorteile, die sich aus der hohen Modularität von Motorenkraftwerken ergeben, konnten im Berechnungsmodell nicht berücksichtigt werden. Ebenso wurden für Gasturbinen signifikante Verbesserungen hinsichtlich Wirkungsgrad und Kosten angesetzt, nicht hingegen für Motorenkraftwerke. Die Potenziale zur Kostensenkung bei Motorenkraftwerken bedürfen daher der näheren Untersuchung.

Modellbedingt wurden in der Klasse der Kraft-Wärmekopplungsanlagen nur Systeme betrachtet, die einen gleichbleibenden Wärmebedarf bedienen. Aus diesem Grund ist das angenommene Potenzial auf 2 GW begrenzt. Dieses Potenzial wird zumeist voll ausgeschöpft, was darauf schließen lässt, dass es sich um eine verglichen mit anderen Flexibilitätstechnologien kostengünstige Art der Stromerzeugung handelt. Unter Referenzannahmen laufen die Anlagen mit 3.000 bis 8.200 Volllaststunden und stellen Strom zu circa 90 bis 110 €/MWh bereit (es wurde hierzu eine Kostenaufteilung auf Strom- und Wärmebereitstellung vorgenommen). Nur in den Fällen mit sehr ehrgeizigen CO₂-Reduktionszielen und gleichzeitig hohem Wind- und PV-Anteil wird die Technologie nicht eingesetzt. In weiteren Untersuchungen sollten ebenso Anlagen berücksichtigt werden, die eine

saisonal schwankende Wärmelast bedienen (zum Beispiel Systeme zur Gebäudeheizung oder Fernwärmeversorgung), da in diesen Bereichen hohe Potenziale zu erschließen sind.

Die Akzeptanz für die Nutzung von Erdgas ist hoch. Risiken durch die Abhängigkeit von Importen scheinen dabei die Akzeptanz nicht wesentlich zu beeinträchtigen.

Im Hinblick auf die Abhängigkeit von Importen ist zu berücksichtigen, dass der Erdgaseinsatz in fast allen betrachteten Modellrechnungen gegenüber heute wesentlich zunimmt. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 4.6 im Detail diskutiert.

3.6.3 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

F&E-Bedarf besteht im Kontext einer extrem flexiblen Kraftwerksfahrweise bei der detaillierten dynamischen Simulation von Kraftwerken, um die betrieblichen Randbedingungen zu definieren und die Lebensdauereffekte von häufigen Startvorgängen und hohen Leistungsdynamiken zu quantifizieren. Für eine darauf aufsetzende Optimierung der kritischen Komponenten sind verbesserte konventionelle Auslegungsmethoden zu entwickeln.

Weitergehendes Flexibilisierungspotenzial kann durch die Integration von Speichern in den Kraftwerksprozess selbst die Optimierung einer Wärmeauskopplung aus einem reinen Kraftwerk und durch den Einsatz von Überschussstrom unter Einbindung von abgetrenntem CO₂ zur Erzeugung von stofflichen Produkten (Power-to-Products, Power-to-X) erschlossen werden. Dafür und für den Export sollte die CO₂-Abtrennung in Kombination mit einer stofflichen Nutzung des CO₂ (CCU) weiter untersucht werden. Auch das Thema Kohlevergasung sollte weiterverfolgt werden, da durch eine stoffliche Nutzung eine hohe Flexibilisierung erreicht werden kann.

3.7 Speicher

Als Speicher werden hier im Folgenden Technologien bezeichnet, die elektrische Leistung aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben können. Es gibt eine große Zahl von Speichertechnologien, die allerdings jeweils nur in einem bestimmten Einsatzbereich sinnvoll sind. Einsatzbereiche unterscheiden sich bezüglich der Leistungsklasse, in der ein Betrieb sinnvoll sein kann, und der Dauer, für die Energie im Bedarfsfall aufgenommen oder abgegeben werden kann.

Als großtechnische Speicher für längere Zeiträume zwischen mehreren Tagen und mehreren Wochen werden in den Modellrechnungen Gasspeicher berücksichtigt („Gasspeichersystem“). Im Einzelnen sind dies Wasserstoffspeicher mit Rückverstromung in einer Wasserstoffturbine und Methanspeicher mit Rückverstromung in Gasturbinen oder Gas- und Dampfturbinen. Als Speichereinheiten werden jeweils unterirdische Kavernen angenommen. Aufgrund des gewählten „Grüne Wiese“-Ansatzes werden sowohl für Wasserstoff- als auch für Methanspeicher Kosten für Speicherkavernen angesetzt, obwohl gegebenenfalls heute bestehende Erdgasspeicher mitgenutzt werden könnten. In den Modellrechnungen spielen Methanspeicher gegenüber den Wasserstoffspeichern keine Rolle. Der Grund ist, dass die Herstellung von Methan aus Wasserstoff zusätzliche Investitionskosten verursacht und Wirkungsgradverluste zur Folge hat. Die Vorteile von Methan gegenüber Wasserstoff (einfache Mitnutzung bereits vorhandener Speicher und Netze, einfache Nutzung in vorhandenen Gaskraftwerken) werden in den diesbezüglich vereinfachten Modellrechnungen nicht monetarisiert und daher gibt es im Rahmen dieser Betrachtung keinen Anreiz zur Umwandlung des Wasserstoffs in Methan. Die infrastrukturellen Vorteile der Methanisierung müssen in weiteren Betrachtungen den Nachteilen wie zum Bei-

spiel dem geringeren Wirkungsgrad oder der höheren Investition gegenübergestellt werden. Die Herstellung von Methan erscheint grundsätzlich eher sinnvoll, wenn das Gas einer anderen Nutzung als der Rückverstromung zugeführt werden soll (Power-to-Gas). Darüber hinaus könnte die Methanisierung für bestimmte Anwendungsfälle attraktiv sein, beispielsweise in Kopplung mit Klär- und Abfallgasanlagen. Hierfür befindet sich ein Verfahren in der Entwicklung, bei dem das im Gärprozess entstehende CO₂ als Kohlenstoffquelle für eine mikrobielle Methanisierung genutzt wird.³⁹ Ein detaillierter Vergleich der verschiedenen Verfahren zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan zur Flexibilitätsbereitstellung erfordert weitergehende Untersuchungen.

Für kürzere Speicherzeiten stehen als großtechnische Einheiten Pumpspeicherkraftwerke sowie adiabate Druckluftspeicher zur Verfügung. Die Bandbreite der Batterietechnologien wird in den Modellrechnungen durch eine generische Batterie abgebildet, die den für 2050 erreichbaren technologischen Stand beschreibt. Dabei wird bewusst darauf verzichtet, die genaue Technologie anzugeben, da die Technologieweiterentwicklung von vielen schwer einschätzbaren Faktoren abhängt. Die angenommenen Werte werden sich absehbar bei Fortschreibung der Entwicklung der Lithium-Ionen-Batterien erreichen lassen, das heißt jedoch, mögliche Technologiesprünge durch neuartige Systeme wurden hier nicht in Betracht gezogen. Die wichtigsten Kennwerte sowie die sich daraus ergebenden Speicherdurchsatzkosten⁴⁰ auf Vollkostenbasis (ohne Gebäudekosten und Kosten zur Verlustkompensation, symmetrische Dimensionierung der Lade-/Entladeeinheit) sind in Tabelle 12 angegeben.

³⁹ Pecka 2014.

⁴⁰ Als Speicherdurchsatzkosten werden die Kosten bezeichnet, die das Ein- und Ausspeichern einer MWh verursacht. Strombezugskosten oder Erlöse sind hierbei nicht berücksichtigt.

	Roundtrip Wirkungsgrad	Investition, leistungsbezogen (€/kW _{el}) ⁴¹	Investition, kapazitätsbezogen (€/kWh _{el}) ⁴¹	Speicherdurchsatzkosten (€/MWh)		
				bei 4 x 1 h ⁴² pro Tag	bei 1 x 8 h pro Tag	bei 2 x 3 Wochen pro Jahr
Wasserstoffspeicher mit Wasserstoffturbine	45 %	575	0,45	100	30	140
Methanspeicher mit Gasturbine	30 %	1.175	0,15	200	70	160
Methanspeicher mit GuD	42 %	1.500	0,15	180	70	200
Adiabater Druckluftspeicher	68 %	650	23	60	40	3.100
Pumpspeicher	79 %	850	9	60	30	500
Generische Batterie	90 %	45	150	30	50	8.400

Tabelle 12: Erwartete technische und ökonomische Parameter von Stromspeichern im Jahr 2050

Die Potenziale zur Speicherung von Wasserstoff, Methan oder Druckluft in unterirdischen Kavernen werden als sehr groß eingeschätzt, sodass sie im Rahmen der Berechnungen nicht limitiert wurden. Bei Pumpspeichern wurde eine Begrenzung auf 100 GWh_{el} vorgenommen (dies entspricht etwa dem 2,5-Fachen der heute installierten Kapazitäten). Batteriespeicher können prinzipiell in sehr großem Umfang installiert werden, weswegen auf eine Potenzialbeschränkung verzichtet wurde.

Unter den getroffenen Referenzannahmen spielen Langzeitspeicher zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch in den Modellrechnungen ab einem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) von circa 70 Prozent eine größere Rolle. Die installierte Leistung beträgt dann bis zu 20 GW. Der Anteil der Speicher an den Gesamtkosten des Systems ist mit bis zu sechs Prozent eher gering.

Bei geringeren FEE-Anteilen kommen Speicher nur dann zum Einsatz, wenn fossile Energieträger mit Blick auf das CO₂-Emissionsziel oder sonstige Restriktionen nicht oder nur in geringerem Umfang eingesetzt werden können. Ansonsten sind in diesen Fällen der Einsatz geringer Mehrmengen fossiler Erzeugung sowie die Abregelung von Überschüssen insgesamt kostengünstiger als der Speichereinsatz.

Bei der Vollversorgung aus erneuerbaren Energien kommen hingegen bis zu 50 GW Wasserstoffspeichersysteme zum Einsatz. Auch bei der Vorgabe, nur heimische Energieträger zu nutzen, kommen in allen Szenarien 10 bis 40 GW Wasserstoffspeicher zum Einsatz. Da keine kostengünstigen flexiblen Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung stehen, ist hier die Einspeicherung von Wind- und PV-Strom wirtschaftlicher als dessen Abregelung. In solchen Fällen tragen die Speicher mit bis zu 20 Prozent auch signifikant zu den Gesamtsystemkosten bei.

Die Ausspeicherzeit der Langzeitspeicher liegt zumeist im Bereich von 200 bis 500 Stunden, wobei auch extremere Auslegungen mit 700 Stunden vorkommen.

Für Pumpspeichersysteme, Druckluftspeicher sowie Batteriespeicher ergeben sich modell- und annahmenbedingt nur geringe oder keine Einsatzfälle. Stattdessen werden Batteriespeicherka-

⁴¹ Leistungs- und kapazitätsbezogene Investitionskosten sind additiv jeweils gewichtet mit dem Bedarf an Speicherkapazität und Speicherleistung zu sehen. Die kapazitätsbezogenen Kosten beziehen sich auf die im Speicher enthaltene Energie. Für die in das Stromnetz einspeisbare Energie muss unter anderem der Ausspeicherwirkungsgrad berücksichtigt werden.

⁴² Dies bedeutet, dass ein Speicher mit einer Entladedauer von einer Stunde viermal am Tag geladen und wieder entladen wird.

pazitäten in Elektrofahrzeugen oder PV-Heimspeichern über das Demand-Side-Management im Haushaltssektor genutzt. Diese Einheiten können unter den getroffenen Annahmen die Speicherdienstleistung günstiger bereitstellen als Batteriespeicher. Können diese Potenziale, aus welchen Gründen auch immer, nicht erschlossen werden, so zeigen Abschätzungen, dass bis zu 5 GW Batteriespeicher zur Abfederung von Leistungsspitzen und zur Betriebsoptimierung von Kraftwerken eingesetzt werden könnten. Heute bereits im Betrieb befindliche Pumpspeicherkraftwerke wurden im Modell nicht abgebildet, da von einem „Grüne-Wiese“-Ansatz ausgegangen wird. Es ist davon auszugehen, dass diese Einheiten auch in Zukunft zur Betriebsoptimierung des Kraftwerksparks eingesetzt werden. Abschätzungen zeigen, dass je nach betrachtetem Szenario und angenommenen Kosten einige Gigawatt an bestehenden Pumpspeichern oder DSM-Einheiten für diese Aufgabe in Kombination mit Kraftwerken eingesetzt werden könnten. Zu beachten sind hierbei die Nutzungskonkurrenzen bei der nur begrenzt zur Verfügung stehenden negativen Residuallast. Diese wird von Langzeitspeichern ebenso genutzt wie von Speichern, die zur Betriebsoptimierung eingesetzt werden, oder von Power-to-Heat-Anlagen. Weitergehende Untersuchungen müssen hierfür die für das System optimale Nutzung finden.

Für Batteriespeichersysteme liegen die Haupteinsatzfälle in der Bereitstellung von Flexibilität in Zeitbereichen unter einer Stunde. Diese Flexibilitätsbedarfe können im Modell nicht abgebildet werden. Abschätzungen aus höher aufgelösten Daten zeigen jedoch, dass ein zusätzlicher Bedarf an Speichern mit Bereitstellungsdauern von weniger als einer Stunde entstehen kann. Das Modell geht außerdem vom „Idealfall“ einer zu jedem Zeitpunkt verfügbaren, ausreichenden Netzkapazität aus und berücksichtigt kei-

ne Netzengpässe, die im Übertragungs-, aber vor allem im Verteilnetz auftreten können. Auch hieraus erwächst ein weitergehender Bedarf an Energiespeicherung.

Im Sinne der Materialverfügbarkeit als kritisch eingestuft wurden die Platinmetalle als Katalysatormaterial in Elektrolyseuren. Lithium für Lithium-Ionen-Batterien wird durch die ESYS-AG Ressourcen – im Gegensatz zu vielen anderen Studien – als nicht kritisch bewertet.⁴³

Die gesellschaftliche Akzeptanz wurde bei Pumpspeichern als kritisch und bei Wasserstoffspeichern zumindest als nicht unproblematisch eingestuft. Bei den Wasserstoffspeichern ist dies allerdings auf die generelle Skepsis gegenüber Wasserstoff zurückzuführen, nicht auf die spezielle Anwendung.

Forschungsbedarf bei den verschiedenen Technologien zur Kurz- und Langzeitspeicherung besteht bei Prozessen, Materialien, Elektrolyten und Systemkomponenten, wo durch Weiterentwicklungen und grundlegende Innovationen Verbesserungen erzielt werden können. Weitere Potenziale ergeben sich durch die Entwicklung von kostengünstigen Materialien mit geringeren Qualitätsanforderungen bei gleichzeitig hoher Performance, durch die Optimierung der Zyklierbarkeit, der Lebensdauer und durch kostengünstige Fertigungsverfahren unter Wiederverwendung und Vermeidung seltener Elemente. Außerdem sind Anstrengungen zur Erhöhung des Wirkungsgrades und der Betriebssicherheit sowie zur optimierten Betriebsführung und zur Einbindung in das Gesamt-Energiesystem unter Echtzeitbedingungen erforderlich.

⁴³ Angerer et al. 2015.

3.8 Demand-Side-Management im Strombereich

Die Steuerung von Stromverbrauchern (Demand-Side-Management) stellt eine weitere Möglichkeit der Flexibilitätsbereitstellung dar. Das Abschalten eines Stromverbrauchers kann hierbei analog dem Entladen eines Speichers oder dem Zuschalten eines Stromgenerators (positive Regelleistung), das Einschalten eines Stromverbrauchers analog dem Laden eines Speichers oder dem Abschalten eines Stromgenerators (negative Regelleistung) gesehen werden. Eine besondere Herausforderung bei der Erhebung der Potenziale stellten die Quantifizierung der verschiebbaren Energiemengen und die möglichen Verschiebedauern dar. Insbesondere im Bereich der Industrie gehen aktuelle Studien zumeist von heute wirtschaftlich nutzbaren Potenzialen aus und lassen Prozesse oder Prozessumstellungen außer Acht, die zukünftig hohe Potenziale haben könnten. Zu nennen wären hier beispielsweise Chemieprozesse, die sich zukünftig mit elektrisch erzeugten Ausgangsstoffen (zum Beispiel Acetylen) speisen ließen, oder die Installation größerer Produktzwischenpeicher zur Prozessflexibilisierung. Dabei handelt es sich aber eben nicht nur um eine Optimierung der Prozessregelung, sondern um die Implementierung von in Teilen neuen Prozessen. In diesem Bereich werden von der Fachgruppe erhebliche Potenziale gesehen, die Gegenstand weiterer Forschung sein sollten.

Die Potenziale von DSM wurden getrennt nach den Sektoren Haushalt, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und Industrie erhoben.

Im Sektor Haushalt wurden für das Jahr 2050 erhebliche Potenziale, insbesondere in den Bereichen Elektromobilität und PV-Speichersysteme, identifiziert. Diese übertreffen die Potenziale von weißer Ware (Geschirrspüler, Wasch-

maschinen, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte) und elektrischen Heizsystemen für Brauchwasser bei weitem. Es wurde hierbei davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 70 Prozent der Haushalte ein Elektrofahrzeug (Plug-in Hybrid oder voll-elektrisches Fahrzeug) besitzen und dabei circa 20 Prozent der Batteriekapazität für Netzregelaufgaben (Vehicle-to-Grid) zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin wurde berücksichtigt, wie oft die Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden sind und wie die Bereitschaft zur Beteiligung an DSM-Maßnahmen im Sinne aktiver Akzeptanz ist (siehe Abschnitt 4.8). Es wurde davon ausgegangen, dass 80 Prozent aller Haushalte mit maximal zwei Wohneinheiten über einen PV-Speicher verfügen, die aktive Akzeptanz wurde ebenfalls einbezogen. Des Weiteren wurden die Potenziale im Bereich der elektrischen Heizungssysteme und der weißen Ware berücksichtigt. In der Summe ergeben sich sehr viel höhere Potenziale für die Bereitstellung von Regelleistung, als vom Verteilnetz in seinem heutigen Ausbau aufgenommen werden könnte. Daher wurden die Potenziale auf maximal 2 kW pro Haushalt und maximal 4 kWh verschiebbare Energiemenge begrenzt. Die Abschätzung erfolgt über die maximale Leistungsbelastung, die bei gleichzeitiger Nutzung durch alle Haushalte in allen deutschen Verteilnetzen geleistet werden kann. Daher ist das Gesamtpotenzial wenig sensitiv in Bezug auf die Annahmen, die für die verschiedenen Bereiche gemacht werden. Gibt es mehr oder weniger Elektrofahrzeuge und Hausspeicher als angenommen, ist das Ergebnis in der Summe immer noch valide.

Die Potenziale des GHD-Sektors ergeben sich aus einer Betrachtung der in diesem Bereich eingesetzten steuerbaren Stromverbraucher wie Kälteanlagen, mechanische Energie und Raumheizung.

Im Sektor Industrie wurden aufgrund der oben beschriebenen Unsicher-

	Steuerbare Leistung, verschiebbare Energie ⁴⁴	Investition	Laufende Kosten
Haushalt (Haushaltsgeräte, Elektromobilität, PV-Speicher)	+65 GW/-65 GW 130 GWh	50 €/Haushalt	30 €/Haushalt und Jahr (entspricht 15 €/kW und Jahr)
Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	+0,7 GW/-1,9 GW 0,7 GWh	25 €/kW	10 €/kW und Jahr
Industrie	+0,3 GW/-3,4 GW 6,8 GWh	In laufenden Kosten enthalten	30 €/kW und Jahr

Tabelle 13: DSM-Potenziale der verschiedenen Sektoren

heiten nur die heute steuerbaren Prozesse der Aluminium-, Chlor-, Papier-, Stahl- und Zementindustrie erfasst. Zusammen mit eingesetzten Querschnittstechnologien (zum Beispiel Druckluft, Fördertechnik etc.) ergeben sich die in Tabelle 13 aufgezeigten Potenziale.

Demand-Side-Management von Industrieprozessen stellt unter den getroffenen Kostenannahmen ein wirtschaftlich sinnvoll erschließbares Potenzial von 1 GW/6 GWh dar. Dieses wird in allen Szenarien voll ausgenutzt, allerdings nicht mit der vollen zur Verfügung stehenden Leistung, sondern mit verringerter Leistung und damit erhöhter Bereitstellungszeitdauer (im Mittel werden sechs Stunden Bereitstellungszeitdauer eingesetzt). Aufgrund der hohen Attraktivität dieser Flexibilitätsoption und des durchgängig hohen Einsatzes sollten hier detaillierte Untersuchungen zum Potenzial und zu den real auftretenden Kosten durchgeführt werden.

Demand-Side-Management in Haushalten kommt unter den getroffenen Kostenannahmen über die gesamte Bandbreite der betrachteten Szenarien und Parametervariationen mit 2 bis 8 GW und circa 10 bis 25 GWh zum Einsatz. Hier werden also in großem Umfang vor allem bestehende Speicherkapazitäten in PV-Batteriesystemen und Elektrofahrzeugen genutzt. Diese können die Speicherdienstleistung unter den angenommenen Kosten günstiger bereit-

stellen als zum Beispiel Batteriespeicher, die einzig für diese Aufgabe errichtet wurden.

Die zugrunde liegende pauschale Annahme zu den Abrechnungs- und Servicekosten unterliegt jedoch einer hohen Unsicherheit. Detailliertere Untersuchungen zu den Kosten für DSM sind daher angeraten. Vor dem Hintergrund der enormen Potenziale in Privathaushalten durch PV-Speichersysteme und Elektrofahrzeugbatterien, die unter den getroffenen Annahmen ungenutzt bleiben, werden Untersuchungen empfohlen, wie eine kostengünstige Netzanbindung und eine Integration in Abrechnungssysteme erfolgen können.

Im Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen kommt Demand-Side-Management unter den getroffenen Kostennahmen so gut wie nicht zum Einsatz.

Die Akzeptanz von DSM in Haushalten wird als nicht unkritisch und maßgeblich abhängig vom Geschäftsmodell und dem Vertrauen der Bürger in die Datenübermittlungssicherheit eingestuft. Sie kann aber bei hohem Vertrauen und bei entsprechender Ausgestaltung (zum Beispiel Angebote mit Opt-out-Regelung) einen hohen Wert erreichen. Bei Unternehmen ist die Akzeptanz stark abhängig von der Wirtschaftlichkeit und einfachen Umsetzbarkeit.

Die Erschließung des Gesamtpotenzials für DSM-Systeme erfordert die Entwicklung von volkswirtschaftlichen Modellen, welche verschiedene Energieformen (Strom, Wärme, Gas) berücksichtigen.

⁴⁴ Es wurde angenommen, dass durch ein Pooling einer Vielzahl von Anlagen diese Energiemenge über eine beliebige Zeit verschoben werden kann.

sichtigen und von der Betrachtung der gesamten Energiewertschöpfungskette ausgehen. Hierzu müssen komplexe mathematische Modelle entwickelt werden, die die diversen Kopplungen der Systeme entsprechend technisch und ökonomisch abbilden können. Darauf aufbauend sollten hard- und softwaretechnische Anforderungen an DSM-Komponenten abgeleitet werden. Untersuchungen zur DSM-konformen Gestaltung von Geräten und Prozessen sowie Untersuchungen zu intelligenten Steuerungsalgorithmen für gepoolte DSM-Einheiten werden empfohlen. Im Bereich der Akzeptanzforschung sollten systematische Feldstudien zur aktiven Akzeptanz von DSM mit großen Stichproben und mit systematischer Variation von Rahmenbedingungen sowie möglichen volkswirtschaftlichen Modellen insbesondere im Bereich Elektromobilität und PV-Speicher durchgeführt werden.

3.9 Demand-Side-Management im Wärmebereich

Als steuerbare Elemente im Wärmebereich wurden Wärmepumpen zur Brauchwassererwärmung und zur Raumheizung für die Sektoren Haushalt und GHD untersucht. Deren Potenziale sind jedoch – abgesehen von der Brauchwassererwärmung – stark saisonal schwankend und können daher in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt werden. Da Wärmepumpen jedoch mittel- bis langfristig ein sehr großes Potenzial für die Wärmeversorgung und damit auch für die flexible Stromnutzung zukommt, sollten diese in weitergehenden Untersuchungen Berücksichtigung finden. Die Brauchwassererwärmung ist in den Potenzialen des Haushalts- und GHD-Sektors berücksichtigt. Des Weiteren wurden monovalente (die einzige Wärmequelle im Gebäude darstellende) und monoenergetische (nur mit Strom betriebene) Elektrospeicherheizungen betrachtet, welchen jedoch für das Jahr 2050 nur noch eine unterge-

ordnete Rolle zugeschrieben wird. Große Potenziale zur Steuerung bieten KWK-Anlagen, die in Abschnitt 3.6 dargestellt sind. In den Modellrechnungen sind nur industrielle KWK-Anlagen mit konstantem Wärmebedarf berücksichtigt. Die real erschließbaren Potenziale einschließlich KWK zur Heizwärmeversorgung dürften noch weit größer sein und sollten in weitergehenden Untersuchungen erhoben werden. Ebenfalls sehr große Potenziale weisen Elektrodenheizkessel in Fernwärme- und Industrierwärmenetzen auf. Diese elektrischen Heizkessel werden meistens in Form eines Hybridsystems betrieben, sodass sie dem Stromsektor ihre volle Flexibilität zur Verfügung stellen können. Sehr hohe Potenziale wurden im Bereich der Hochtemperaturprozesswärme ($> 600\text{ °C}$) identifiziert, der laut einer Studie des Umweltbundesamtes⁴⁵ im Jahr 2050 etwa 40 Prozent des industriellen Prozesswärmebedarfs ausmacht. Diese Potenziale können derzeit noch nicht elektrisch abgedeckt werden, weshalb hierzu Forschungsvorhaben angeregt werden.

Insgesamt wird der Kopplung von Wärme- und Stromsektor eine hohe Bedeutung beigemessen. Diese Kopplung und die dadurch auftretenden Synergieeffekte können in den durchgeführten Modellrechnungen nur unzureichend abgebildet werden und sollen in weiteren Untersuchungen beleuchtet werden.

Neben der wichtigen Weiterentwicklung der Einzeltechnologien zur Kostenreduktion und Effizienzerhöhung, zum Beispiel im Bereich der Wärmepumpen, sind F&E-Aktivitäten angezeigt, um das große Potenzial zu erschließen, das die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt bietet. Wichtige Fragestellungen betreffen die Marktgestaltung und die Ausgestaltung von Tarifmodellen, die die Ausnutzung von Flexibilitätspotenzialen wirksam stimulieren. Die Entwicklung von

45 UBA 2010.

intelligenten Regelungskonzepten ist eine weitere F&E-Aufgabe. Diese sollten unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen und Einbeziehung von Lastprofilen und Energie- sowie Wetterprognosen eine betriebswirtschaftliche Optimierung von Einzelanlagen und gepoolten Anlagen für unterschiedliche Energiemärkte (Spotmarkt, Regelenergiemärkte) vornehmen. Im Bereich der Systemtechnik sind insbesondere Hybridanlagen wie zum Beispiel Hybrid-Wärmepumpen mit Energieträgerumschaltung und Fragen der Einbindung thermischer Speicher in Gesamtkonzepte von großer Bedeutung.

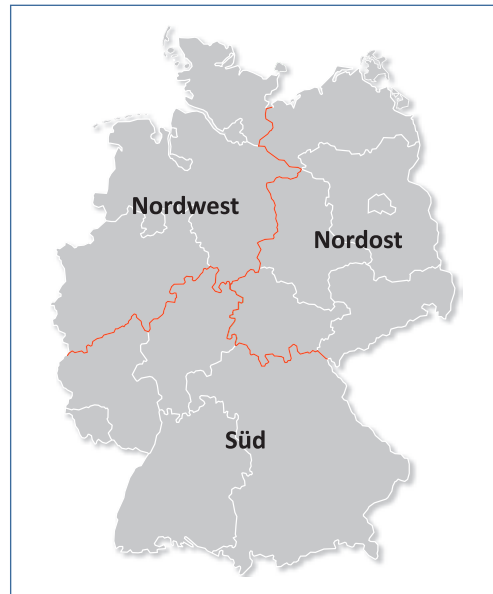


Abbildung 8: Die Aufteilung Deutschlands für die Versorgung in drei unabhängigen Regionen

3.10 Netze

Die Berücksichtigung von Netzaspekten konnte nur auf Basis von Abschätzungen erfolgen, da das Berechnungsmodell keine Netzmodellierung beinhaltet. Um den Einfluss eines starken Overlaynetzes⁴⁶ auf den Flexibilitätsbedarf abschätzen zu können, wurde die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs einmal für Gesamtdeutschland mit idealem Netzausbau („Kupferplatte Deutschland“) und einmal für drei unabhängige Regionen („Kupferplatte in den Regionen“, siehe Abbildung 8) separat ausgeführt. Im letzteren Fall geht man für die Modellrechnungen hypothetisch davon aus, dass kein Austausch zwischen den drei Regionen stattfindet und die Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch in der jeweiligen Region stattfinden muss. Beispielsweise kann in diesem Fall kein Transport von Offshore-Windstrom nach Süddeutschland stattfinden. In Abschnitt 4.7 sind die Ergebnisse der Modellrechnungen für die drei unabhängigen Regionen und der „Kupferplatte Deutschland“ einander gegenübergestellt.

In Ergänzung zum Berechnungsmodell für den Flexibilitätsbedarf erfolgten

Abschätzungen, welcher Übertragungsbedarf zwischen den drei betrachteten Regionen über die Szenarien hinweg entsteht, bei Annahme einer Kupferplatte jeweils innerhalb einer Region. Die Berechnung erfolgte dabei in folgenden Schritten:

1. Die Residuallasten der drei Regionen werden einzeln berechnet. Die Zuordnung der Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren erfolgt nach dem Schlüssel der installierten Leistungen für Wind oder PV nach dem Netzentwicklungsplan 2014⁴⁷ pro Bundesland. Die Zuordnung der Last erfolgt mithilfe des Endenergieverbrauchs Strom 2008 laut Länderarbeitskreis Energiebilanzen.⁴⁸
2. Dann werden die Übertragungskapazitäten berechnet, die eine Deckung positiver Residuallast in einer Region durch negative Residuallasten der anderen Regionen ermöglichen.
3. Bei zu wenig erneuerbarer Erzeugung werden Kraftwerke oder Stromimport aus dem Ausland eingesetzt, die dann ihrerseits einen weiteren Übertragungsbedarf bedingen.

⁴⁶ Es handelt sich hierbei um ein dem heutigen Übertragungsnetz überlagertes Netz zum Stromtransport über große Distanzen.

⁴⁷ NEP 2014-1.

⁴⁸ LAK 2008.

4. Im Falle von Überschüssen aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen werden die für einen Export benötigten Übertragungsleistungen bestimmt.

Insgesamt ergeben sich damit also maximale Übertragungsbedarfe zwischen den drei Regionen. Abweichend vom Berechnungsmodell für den Flexibilitätsbedarf wurden für die oben dargestellten Abschätzungen einheitliche Annahmen zum im Jahr 2050 vorhandenen Kraftwerkspark (Skalierung des heutigen Kraftwerksparks) und zu den Im-/Exportkapazitäten gemacht. Es ergeben sich damit Übertragungsbedarfe zwischen den Regionen Nord und Ost von bis zu 20 GW, zwischen Nord und Süd von bis zu 30 GW und zwischen Ost und Süd von bis zu 20 GW. Geht man von mittleren Übertragungsstrecken zwischen den Regionen von circa 500 km und einer Ausführung der Übertragungsstrecke in selbstgeführter Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik (VSC-HGÜ) aus, so ergibt sich eine Kostenumlage von circa 4 bis 6 €/MWh⁴⁹ über die verschiedenen Szenarien hinweg. Dies liegt circa im Bereich von 5 Prozent der mittleren Stromgestehungskosten. Diese Kostenangabe ist lediglich zur Einordnung der Größenordnung zu verstehen, da bei deren Berechnung weder vorhandene Netzstrukturen noch ein zusätzlicher Netzbedarf in den Regionen oder der Einsatz anderer Übertragungstechnologien berücksichtigt wurden.

Je nach Ausgestaltung des Systems unterscheiden sich die erforderlichen Übertragungsleistungen erheblich, sodass hierzu detailliertere Untersuchungen angestellt werden müssen.

Im Bereich der Netzführung sollten Untersuchungen zum Betrieb von

vermaschten⁵⁰ Gleichstromnetzen sowie hybriden Systemen aus Dreh- und Gleichstrom durchgeführt werden. Durch zunehmende Integration von Erzeugungsleistung in Verteilnetzen müssen Verfahren zur Netzautomatisierung über verschiedene Spannungsebenen hinweg sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz heraus entwickelt werden. Technologisch sollten innovative leistungselektronische Elemente zum Einsatz in Umrichtersystemen, elektronischen Trafos sowie Schaltern für Gleichstrom vorangetrieben werden. Im Bereich der Kabeltechnologie sind Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Bereich der supraleitenden Energieübertragung sowie für Gleichspannungskabel für höhere Spannungen angezeigt. Geeignete und kostengünstige Maßnahmen zur Minimierung der Feldexposition⁵¹, wie im Bundesimmissionsschutzgesetz gefordert, müssen auf wissenschaftlicher Basis definiert und entwickelt werden.

3.11 Power-to-X

Power-to-X-Technologien werden in den Modellrechnungen nur zur Verwendung von Überschüssen eingesetzt. Betrachtet wurden hierbei die direkte Erzeugung von Wärme und die Erzeugung synthetischen Erdgases (Power-to-Gas). Wenn diese beiden Technologien nicht wirtschaftlich eingesetzt werden können, erfolgt die Abregelung. Aus Sicht der zu erwartenden Überschüsse ist der Bedarf an Brenngas als sehr groß anzusehen, sodass hier keine Beschränkung des Potenzials angenommen wurde. Nicht berücksichtigt wurde in den Modellrechnungen eine Nachfrage nach Strom aus anderen Sektoren, die über die Verwendung von Überschüssen

⁴⁹ Zwei Umrichterstationen à 100 Mio. €/GW, Freileitungskosten 0,4 Mio. €/(km*GW), 8 Prozent Zinsen, Wartungs-/Betriebskosten 0,5 Prozent der Investition, 40 Jahre Abschreibungsdauer.

⁵⁰ Gleichstromübertragungen sind heute üblicherweise als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt. Ein vermaschtes Gleichstromnetz hat mehrere Einspeisungen und Abnehmer.

⁵¹ Minimierung der elektromagnetischen Felder, denen Menschen ausgesetzt sind.

hinausgeht und zu einem insgesamt höheren Strombedarf führt. Einem der verwendeten Szenarien (S7) liegt jedoch die Annahme zugrunde, dass Strom in größerem Ausmaß in andere Sektoren überführt wird, was sich in dem gegenüber heute höheren Strombedarf äußert.

Als Senke bei der Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) wurden modellbedingt nur saisonal unabhängige Verbraucher von Niedertemperaturwärme berücksichtigt. Die Integration von saisonalen Abhängigkeiten und die elektrische Erzeugung von Hochtemperaturwärme stellen weiteren Forschungsbedarf dar beziehungsweise sind Aufgabe einer Gesamtbetrachtung des Energiebedarfs in allen Sektoren.

Stellvertretend für verschiedene elektrische Wärmeerzeuger wird der großtechnisch eingesetzte Elektrodenheizkessel berücksichtigt. Dieser erhitzt Wasser direkt durch einen elektrischen Stromfluss. Die Erzeugung von synthetischem Erdgas erfolgt mittels Elektrolyse und nachgeschalteter Methanisierung, wobei hier Transport und Speicherung unberücksichtigt bleiben. Für die Erzeugung von Wärme und synthetischem Erdgas erfolgt eine Gutschrift bezüglich des Preises und der CO₂-Emissionen, die sich durch den andernfalls eingesetzten Primärenergieträger (in beiden Fällen wird Erdgas angenommen) ergibt. Wichtige Kennwerte sind in Tabelle 14 dargestellt.

Die Akzeptanz für den Einsatz von Power-to-X-Technologien ist allgemein als hoch anzusehen, da ansonsten erzeugter Strom verworfen werden muss.

In den Modellrechnungen kommt Power-to-Gas unter den getroffenen Annahmen nicht zum Einsatz. Dies ist damit begründet, dass die dafür eingesetzten Elektrolyseur- und Methanisierungsanlagen beim angenommenen Wert des erzeugten Gases nur ab einem gewissen Ausnutzungsgrad wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Ausnutzungsgrade werden aus Überschüssen allein nicht erreicht, es müsste vielmehr auch eigens für diese Anwendung erzeugter Strom verwendet werden. Letzteres wurde im Berechnungsmodell nicht berücksichtigt. Aufgrund der geringeren Investitionskosten und der potentiell höheren zu erzielenden Erlöse könnten Anlagen zur reinen Wasserstoffherzeugung als Ausgangsstoff für die chemische Industrie oder zu einer anderweitigen Verwendung (beispielsweise im Verkehrssektor) bereits mit geringerer Auslastung wirtschaftlich betrieben werden. Hierfür könnten sich deshalb bereits ab geringeren FEE-Anteilen wirtschaftliche Einsatzfälle ergeben. Genauere Analysen zum zukünftigen Wasserstoffbedarf, der benötigten Infrastruktur oder der Möglichkeit, Wasserstoff ins Erdgasnetz einzuspeisen sowie zu den zu erzielenden Erlösen sind zur genaueren Quantifizierung notwendig.

	Potenzial	Wirkungsgrad	Investition	Betriebs- und Wartungskosten	Gutschrift
Elektrodenheizkessel	4,3 GW _{th} (Minimallast der Fernwärme) und 4,7 GW _{th} (Niedertemperatur-Prozesswärme)	100 %	70 €/kW _{el}	2 % der Investition	33 €/MWh _{th} (eingespartes Erdgas)
Power-to-Gas	Keine Begrenzung angenommen	66 %	800 €/kW _{el}	2,5 % der Investition	33 €/MWh _{th} (eingespartes Erdgas)

Tabelle 14: Kennwerte Power-to-X-Technologien

An dieser Stelle ist zu betonen, dass sich diese Analyse primär auf den Stromsektor bezieht und die Entwicklungsperspektiven des Wärme- und Verkehrssektors weitgehend außen vorlässt. Geht man aber davon aus, dass perspektivisch die gesamte Energieversorgung dekarbonisiert werden muss, ergibt sich mittel- bis langfristig vermutlich eine ganz erhebliche Nachfrage nach auf erneuerbarem Strom basierenden synthetischen Gasen oder auch Kraftstoffen. In diesem Fall würden Power-to-Gas-Anlagen und Power-to-Fuel-Anlagen (Erzeugung flüssiger Kraftstoffe mithilfe von Strom) zwangsläufig benötigt – zumindest dann, wenn die Erzeugung großteils in Deutschland stattfinden soll. Somit dienen Power-to-X-Technologien weniger dazu, quasi kostenlosen Überschussstrom zu nutzen, sondern Strom, der durch Zusatzinvestitionen bereitgestellt werden muss.

Power-to-Heat wurde, analog zur KWK, modellbedingt nur für Prozesse mit über das Jahr gleichbleibender Wärmelast zugelassen. Das dadurch begrenzte Potenzial von circa 10 GW kommt in den meisten Szenarien und Berechnungsvarianten voll zum Einsatz, was in den vergleichsweise günstigen Investitionskosten begründet liegt. Die Energiemenge, die in den Wärmesektor überführt wird, beträgt je nach Szenario 3 bis 20 TWh. Der hohe Einsatzgrad über alle Szenarien hinweg verlangt auch hier detailliertere Untersuchungen zu den erschließbaren Potenzialen. Wie bei der KWK sollten auch bei Power-to-Heat saisonal schwankende Wärmeabnehmer sowie heute nicht elektrisch erschließbare Potenziale in der Hochtemperaturwärmeerzeugung untersucht werden.

Selten auftretende Erzeugungsspitzen, für die sich die Installation einer Wandlungseinheit aufgrund der geringen Auslastung nicht rechnet, werden abgeregelt. Über die Szenarien hinweg ist dies für 42 bis 136 GW der Fall. Diesen hohen

Leistungswerten stehen moderate Energiemengen von 2 bis 45 TWh gegenüber. Die abgeregelten Energien entsprechen circa 1 bis 10 Prozent der Nettostromerzeugung. Hohe Abregelung tritt bei einem sehr hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer, insbesondere bei einem hohen Anteil Photovoltaik auf. Hohe PV-Anteile zeichnen sich durch sehr hohe installierte Leistungen (151 GW im Szenario S6) aus, die dann an Tagen mit starker solarer Einstrahlung zu großen Überschüssen führen.

Entwicklungen im Bereich von Elektrolyseuren, Methanisierungsanlagen und Elektroden-Heizkesseln sollten insbesondere auf die Senkung von Investitionskosten zielen. Darüber hinaus sollten alternative Technologien und Prozesse entwickelt werden, wie etwa die optionale Erzeugung von Hochtemperatur-Wärme beziehungsweise die elektrische Beheizung von Hochtemperatur-Prozessen, die energieintensive Erzeugung von Synthesgasen im Plasma sowie die elektrisch induzierte Spaltung von Erdgas in Wasserstoff und reinen Kohlenstoff.

4. Aussagen zu energiepolitisch relevanten Fragestellungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellrechnungen anhand ausgewählter energiepolitischer Fragestellungen diskutiert.

Die Stromgestehungskosten sind aufgrund des „Grüne Wiese“-Ansatzes nicht mit heutigen Stromgestehungskosten vergleichbar. Als Vergleichsgrundlagen dienen das *Frozen Szenario* mit einem Kraftwerkspark, wie für 2025 prognostiziert, und einer CO₂-Einsparung von 49 Prozent gegenüber 1990 sowie das *Zielszenario P1S3* mit einem Anteil an Wind- und PV am Nettostromverbrauch von 67 Prozent und einer 90-prozentigen CO₂-Einsparung gegenüber 1990 (siehe Abschnitt 2.3.3). Netzkosten sind in den angegebenen Stromgestehungskosten nicht enthalten.

4.1 Welche grundlegenden Charakteristika haben mögliche Stromsysteme im Jahr 2050?

Je nach (normativen) Vorgaben und zugrunde liegenden Annahmen variiert die Stromnachfrage in den verschiedenen Szenarien zwischen 400 TWh und 800 TWh, die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (das heißt Windenergie und Photovoltaik) liegt zwischen 45 und 95 Prozent. Die große Bandbreite der Stromnachfrage ist dabei ein Maß dafür, inwieweit in den einzelnen Szenarien einerseits auf neue Stromverbraucher (zum Beispiel Elektromobilität) gesetzt wird und andererseits die Erwartungshaltung abgedeckt wird, dass aus dem Stromsektor heraus (über Power-to-X) synthetische Gase oder Kraftstoffe zum Einsatz in den Endenergiesektoren bereitgestellt werden.

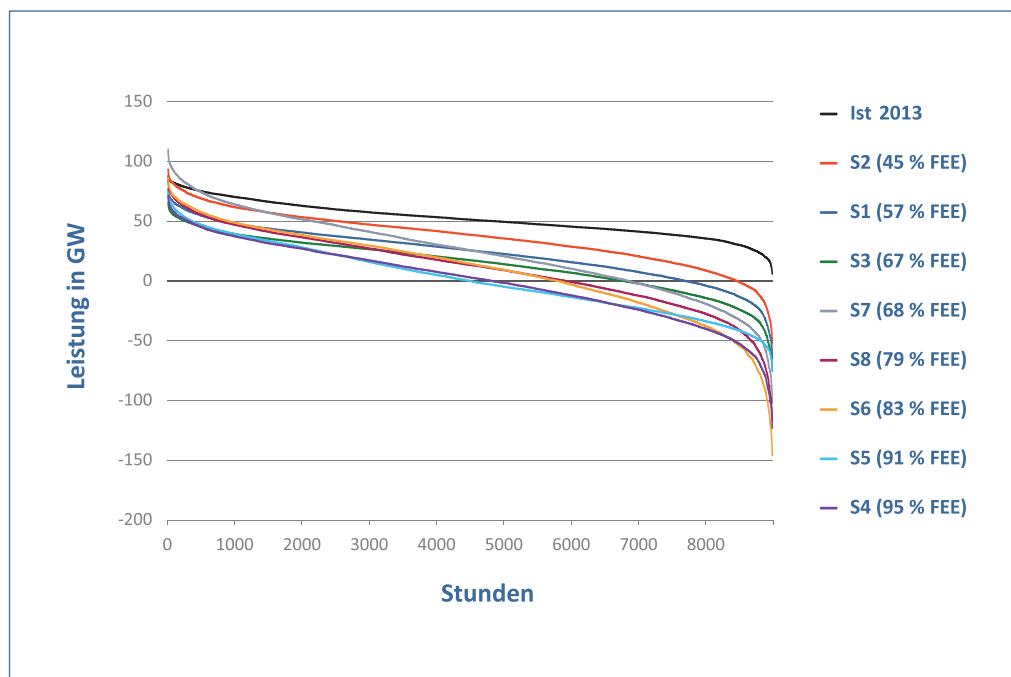


Abbildung 9: Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2050

Für jedes Szenario ermittelt sich ein spezifischer zeitlicher Verlauf der Residuallast. Die Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2050 ist in Abbildung 9 dargestellt. Ausgehend von der aktuellen Jahresdauerlinie (Ist 2013) verschiebt sich die Dauerlinie vereinfacht ausgedrückt mit zunehmender fluktuierender Einspeisung nach unten. Bei höheren Anteilen fluktuierender Einspeisung gibt es quasi keine Grundlastnachfrage mehr, dafür entsteht ein zunehmender Bedarf, negative Stromlasten abzuf puffern. In den Szenarien mit einem Wind- und PV-Anteil von circa 90 Prozent am Stromverbrauch (S4 und S5) besteht ein Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung nur in 4.400 bis 4.700 Stunden im Jahr, in den restlichen 4.100 bis 4.400 Stunden besteht ein Überschuss an Strom aus FEE. Den Zusammenhang zwischen dem Anteil von Wind und PV und den Stunden negativer Residuallast verdeutlicht Abbildung 10. Daraus wird deutlich, dass bei geringem FEE-Anteil Optionen zur Verwendung von Überschüssen nur eine sehr geringe Auslastung haben und selbst bei 80 Prozent fluktuierender Erneuerbaren nicht mehr als 3.000 Vollbenutzungsstunden theoretisch erreicht werden können.

Weitergehende Analysen des Residuallastganges zeigen, dass gegenüber dem Status quo ein deutlicher Anstieg des Lastgradienten, also der Änderung der Last über Zeit um im Extremfall den Faktor drei bis vier, zu verzeichnen ist. Hohe Gradienten entstehen dabei vor allem durch spezifische Wetterphänomene (zum Beispiel Flauten) und überlagern den bisher schon durch die zeitliche Veränderung der Stromnachfrage auftretenden kurzfristigen Anpassungsbedarf. Für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität ist hierdurch der verstärkte Einsatz von Flexibilitätsoptionen notwendig.

Abbildung 11 zeigt beispielhaft die mittleren wöchentlichen Schwankungen der residualen Stromnachfrage an. Auf dieser Zeitskala wird auch der Effekt länger anhaltender Wetterphänomene deutlich. So zeigen sich zwischen der sechsten und siebten Woche sowie rund um die 50. Woche für einen längeren Zeitraum sehr hohe Residuallasten. Ursächlich dafür ist vor allem eine sehr geringe Stromeinspeisung aus Solaranlagen. Nicht zuletzt solche Extremsituationen („Dunkelflauten“) determinieren sehr stark den absoluten Bedarf an sicher ver-

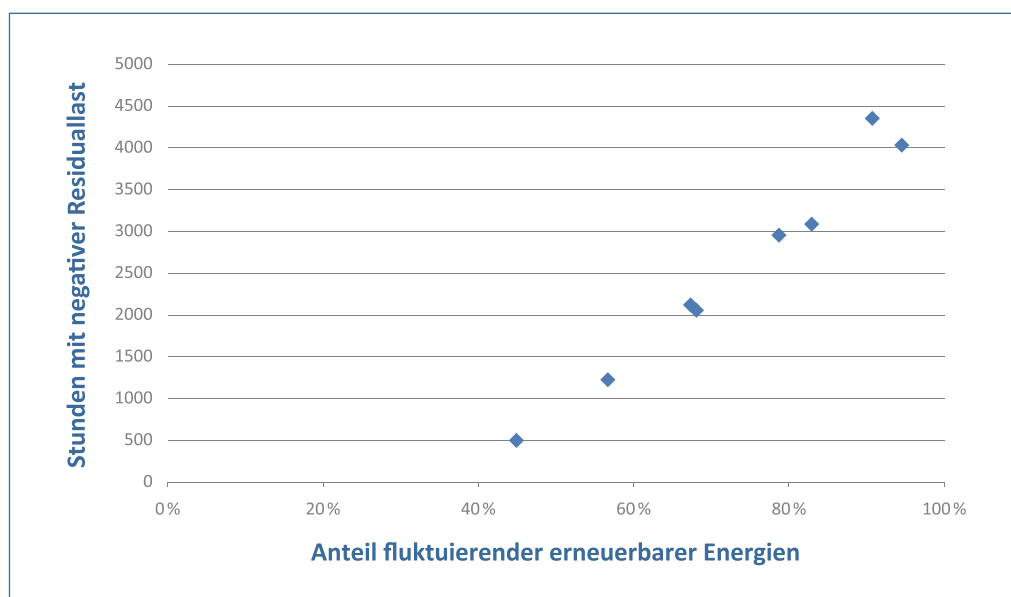


Abbildung 10: Abhängigkeit der Stunden mit negativer Residuallast vom Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien

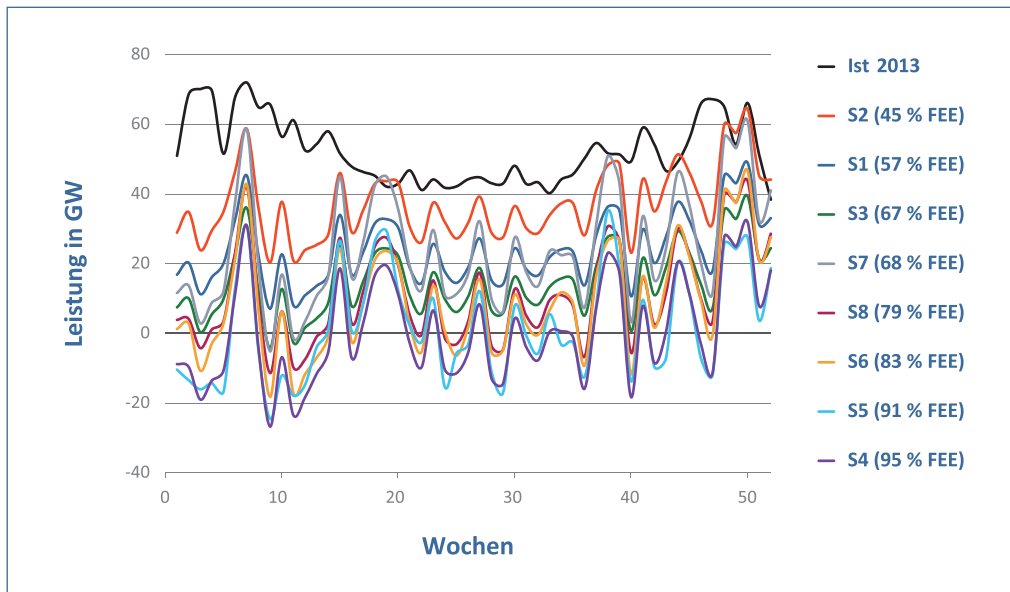


Abbildung 11: Wochendurchschnitt der Residuallast für das Jahr 2050

fügbaren Leistung (das heißt notwendige Kapazitäten) und den geeigneten Mix an Flexibilitätsoptionen.

Der konventionelle Kraftwerkspark muss bei entsprechend hohen Anteilen erneuerbarer Energien um ein Vielfaches flexibler werden. Dabei werden die zum Einsatz kommenden Anlagen zunehmend geringere Betriebsstunden aufweisen und müssen schnellere und häufigere Lastwechsel bis hin zu einer Vielzahl von Startvorgängen umsetzen können. In allen betrachteten Szenarien werden zur Überbrückung von „Dunkelflauten“ konsequenterweise vermehrt flexibel planbare Stromerzeugungsleistung und/oder Langzeitspeicher für notwendig gehalten.

4.2 Wie wirken sich die CO₂-Reduktionsziele auf den Flexibilitäts- park aus?

Die Bundesregierung setzt sich zum Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 Prozent zu reduzieren. Viele der heute vorliegenden Energieszenarien gehen davon aus, dass der Stromsektor leichter oder zumindest schneller zu dekarbonisieren

ist als der Wärme- oder Verkehrssektor.⁵² Setzt man sich zum Ziel, die Emissionen aus der Stromerzeugung überproportional zu reduzieren, hat dies zwangsläufig Auswirkungen auf die Struktur des Kraftwerksparks und den damit verbundenen Finanzierungsbedarf. Im Rahmen der hier durchgeführten Berechnungen sind über Parametervariationen Zielvorgaben einer 80-prozentigen, 90-prozentigen und einer 100-prozentigen Minderung der CO₂-Emissionen abgedeckt. Zur Veranschaulichung der Auswirkungen dieser Ziele werden die Struktur des entsprechenden Kraftwerksparks sowie die zum Aufbau notwendigen Kosten erfasst. Darauf aufbauend werden Mehrkosten der CO₂-Vermeidung bezogen auf die Stromgestehungskosten im Frozen Szenario berechnet. Das Frozen Szenario „friert“ den für 2025 im BMWi-Trendszenario (2014) prognostizierten Kraftwerkspark für den Zeitraum danach ein und bewertet diesen mit den für die Betrachtungen für das Jahr 2050 angenommenen Kosten.

Man erkennt hierbei, dass eine CO₂-Minderung bis zu circa 60 Prozent gegenüber dem Frozen Szenario (entspricht

⁵² SRU 2011.

circa 80 Prozent Minderung gegenüber dem Stand von 1990) nahezu ohne Mehrkosten möglich ist. Dies ist damit begründet, dass die fluktuierenden erneuerbaren Energien mit den für 2050 getroffenen Kostenannahmen Strom kostengünstiger bereitstellen können als dies mit dem im Jahr 2025 existierenden Kraftwerksmix möglich wäre.

Die CO₂-Vermeidungskosten steigen dann bis zu einer vollständigen Emissionsfreiheit des Stromsektors in etwa in gleichem Maße an, wie Emissionen eingespart werden. Selbst bei der Vorgabe einer vollständigen CO₂-Freiheit des Stromsektors kommt es unter den getroffenen Annahmen nicht zu einer Kostenexplosion. Eine Steigerung der Emissionsreduktion von 90 Prozent gegenüber 1990 auf 100 Prozent führt demnach zu Mehrkosten von 15 bis 25 Prozent – je nach zugrunde gelegtem Szenario. Mehr Klimaverträglichkeit verursacht dementsprechend vordergründig höhere Kosten. Je nach Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in einem funktionierenden europäischen Emissionshandel könnten diese Kosten aber ganz oder teilweise kompensiert werden.

Auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks haben die CO₂-Emissionsziele des Stromsektors die in Abbildung 13 gezeigten Effekte. Dargestellt sind hier beispielhafte Szenarien-Parameterkombinationen, die zu einer Emissionsreduktion von 80 Prozent, 90 Prozent oder 100 Prozent gegenüber 1990 führen. Konzentriert man sich zunächst auf die Analyse von Szenarien, die auf den Einsatz von CSP, CCS oder Geothermie verzichten, ist zu erkennen, dass sich vor allem der resultierende Brennstoffmix sowie die Anteile von Wasserstoffspeichern deutlich unterscheiden. Dabei stellt die Reduktion von CO₂-Emissionen insbesondere einen Treiber für den Einsatz von Wasserstoffspeichern dar. Vergleichsweise niedrige Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren (Szenarien 3, 6 und 8) erfordern kombiniert mit hohen Emissionsreduktionen große Anteile von Wasserstoffspeichern. Während bei weniger ambitionierten Klimaschutzzielen die Abregelung von überschüssigem Wind- und PV-Strom (in Abbildung 13 nicht dargestellt) kombiniert mit zusätzlicher Stromerzeugung aus Erdgas meist günstiger ist als die Einspeicherung des Wind- und PV-Stroms, sind

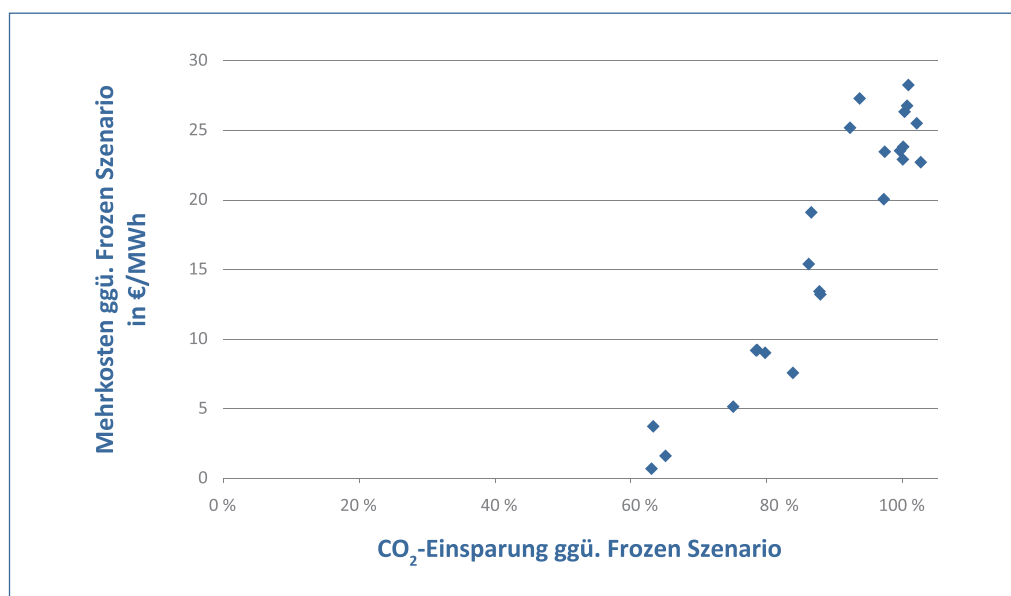


Abbildung 12: Mehrkosten pro Kilowattstunde gegenüber dem Frozen Szenario (Referenz-Stromgestehungskosten 67 €/MWh ohne CO₂-Zertifikatskosten bei 380 g CO₂/kWh) bei verschiedenen CO₂-Reduktionsgraden. 60 Prozent CO₂-Reduktion gegenüber dem Frozen Szenario entsprechen circa 80 Prozent CO₂-Einsparung gegenüber dem Jahr 1990.

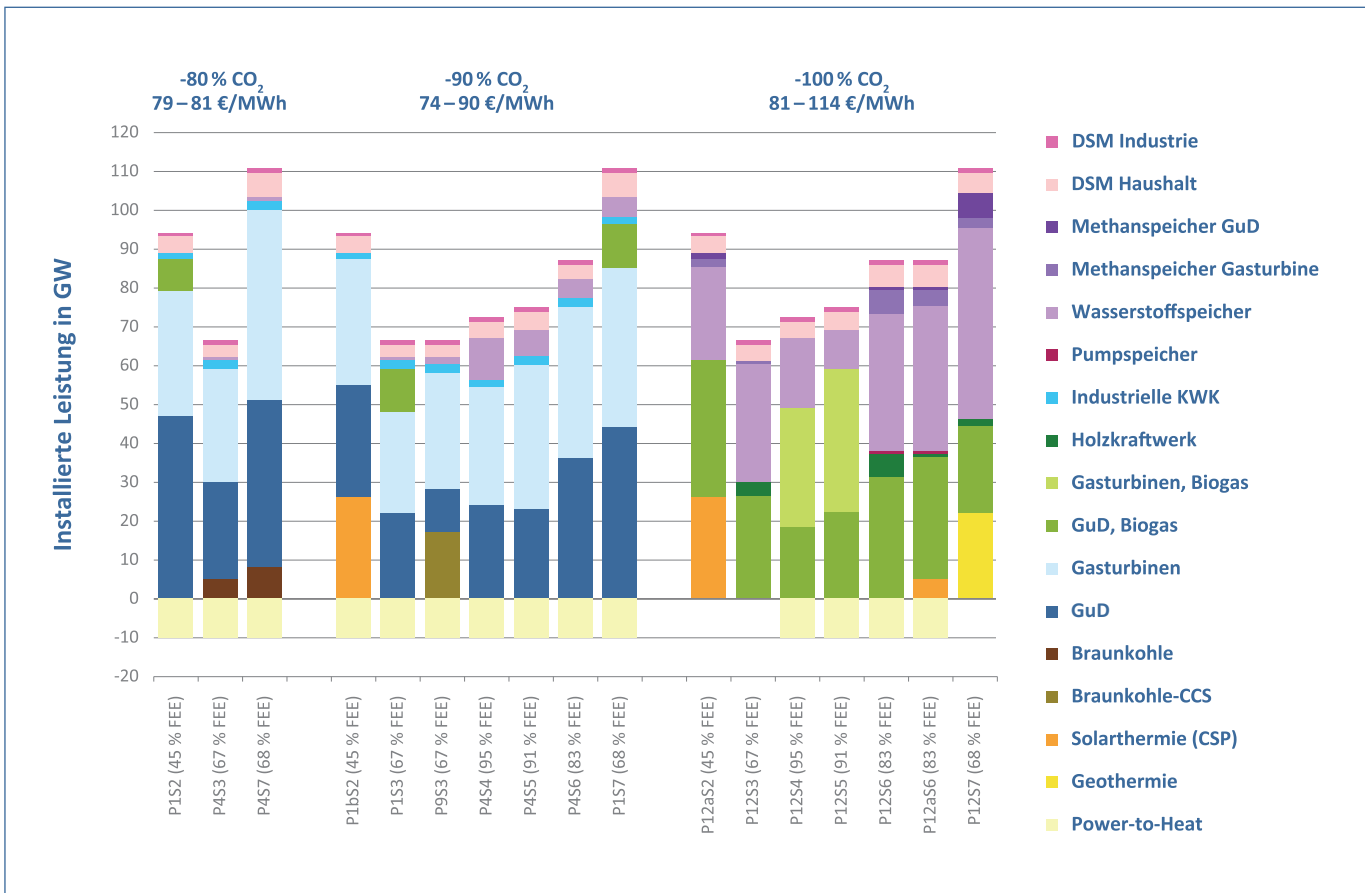


Abbildung 13: Zusammensetzung des Kraftwerksparks ohne fluktuierende Erneuerbare bei Emissionsreduktionsziel von 80 Prozent, 90 Prozent und 100 Prozent gegenüber 1990. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben. Die installierten Leistungen von Power-to-Heat-Anlagen sind negativ dargestellt, da diese Systeme Leistung aufnehmen.

die CO₂-freien Stromerzeugungstechnologien, die für hohe Emissionsreduktionen zum Einsatz kommen müssten, oft teurer als die Speicherung. Hohe Anteile fluktuierender Erneuerbarer bedingen aufgrund der deutlich höheren Überschussstromproduktion bereits bei weniger ambitionierten Klimaschutzzielen höhere Anteile von Wasserstoffspeichern. Da in diesen Szenarien ausreichend Überschussstrom für eine günstige Dimensionierung und hohe Auslastung der Speicher vorhanden ist, sind Speicher gegenüber den Stromerzeugungstechnologien hier die günstigere Alternative. Braunkohlekraftwerke kommen ab einer Emissionsreduktion von 90 Prozent nicht mehr zur Anwendung und werden durch GuD-Kraftwerke mit Erdgas- oder, bei sehr hohen CO₂-Minderungsvorgaben, durch Biogasfeuerung ersetzt.

Die Analysen legen den Schluss nahe, dass eine frühe Festlegung des CO₂-Ziels des Stromsektors von großer Bedeutung ist, um Fehlinvestitionen in Technologien und Lock-in-Effekte zu vermeiden. Auf der anderen Seite ergeben sich aber auch erstaunlich robuste Entwicklungen. So kommt beispielsweise Gasturbinentechnologie in allen betrachteten Berechnungsfällen in großem Maße zum Einsatz, abhängig von CO₂-Minderungszielen und FEE-Anteil betrieben mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff (bei der Rückverstromung von eingespeichertem Wasserstoff). Vergleicht man die Summe der installierten Leistungen von GuD- und Gasturbinenkraftwerken (siehe Abbildung 14), so ergeben sich unabhängig vom CO₂-Reduktionsziel relativ ähnlich installierte Kraftwerksleistungen. Wenn es also gelingt, neue Gaskraft-

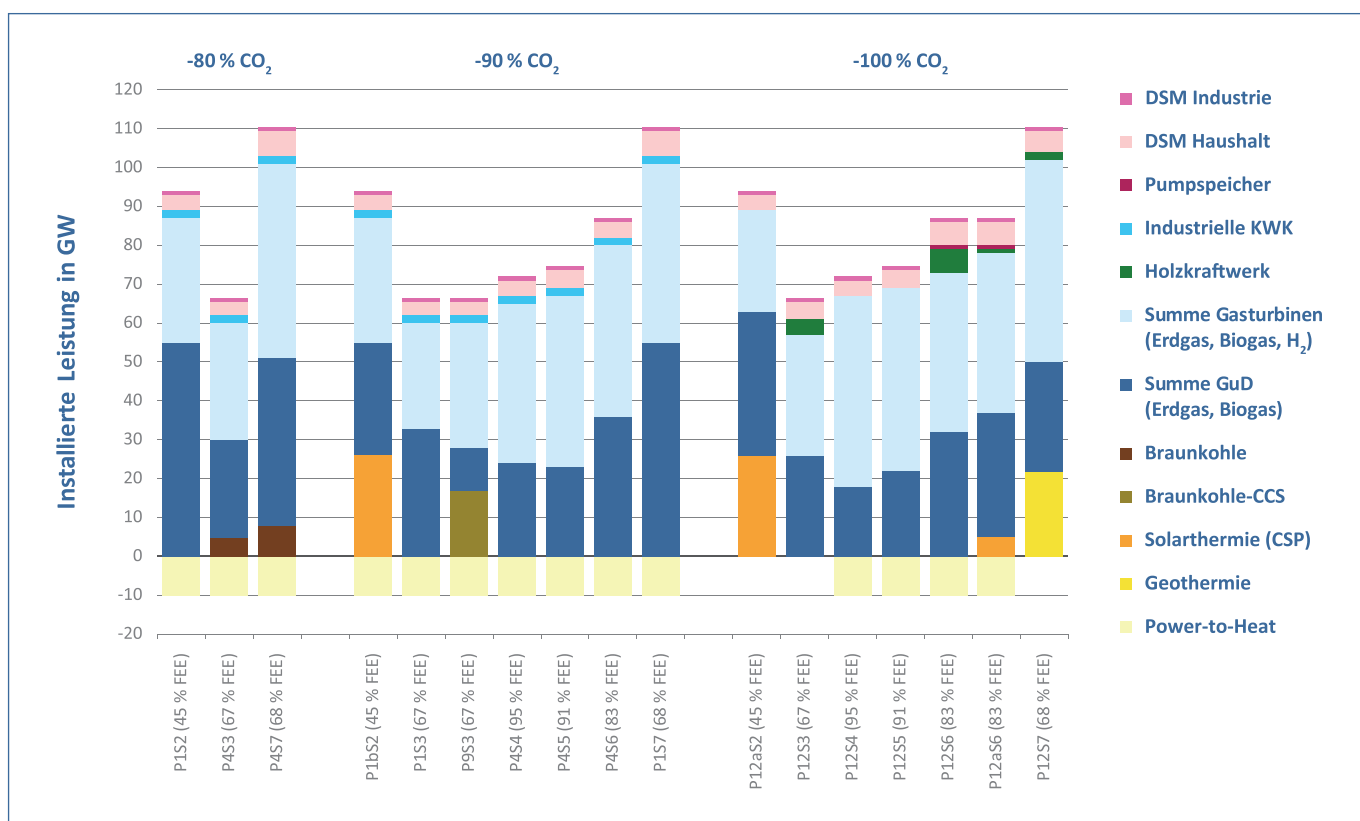


Abbildung 14: Zusammensetzung des Kraftwerksparks ohne fluktuierende Erneuerbare bei Emissionsreduktionsziel von 80 Prozent, 90 Prozent und 100 Prozent. GuD- und Gaskraftwerke sind summarisch dargestellt; nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

werke in naher Zukunft so zu bauen, dass sie mit Erdgas, Biogas⁵³ und Wasserstoff betrieben werden können, ergeben sich robuste Entwicklungspfade hin zu einem CO₂-freien Stromversorgungssystem. Im Prinzip liefern Gasturbinen zusammen mit GuD-Anlagen eine Leistung von rund 90 Prozent der maximalen Residuallast und stellen damit die gesicherte Leistung zur Verfügung. Forschungs- und Entwicklungsansätze wie die Anpassung von Brennergeometrie, Luftzuführung sowie Wasserzudosierung bei Gasturbinen kommt vor diesem Hintergrund eine hohe Bedeutung zu. Hierdurch könnten höhere Wasserstoffbeimischungen bis hin zum Einsatz von nahezu reinem Wasserstoff perspektivisch ermöglicht werden.

Nimmt man an, dass CSP, CCS oder Geothermie (P1bS2, P9S3, P12aS2, P12S7) in großem Umfang zum Einsatz kommen, verändert sich der Technologiepark entsprechend. Diese Anlagen substituieren dann vor allem in den anderen Fällen vorkommende GuD-Anlagen. Hieraus könnten sich zwei verschiedene Lock-in-Effekte ergeben: zum einen, wenn eine große Anzahl von noch nicht abgeschriebenen GuD-Anlagen – anstatt diese auf Biogas- oder Wasserstoffverbrennung umzustellen – durch CSP, CCS- oder Geothermieanlagen ersetzt werden müsste; zum anderen, wenn nach der Einführung von CCS die Klimaschutzziele derart verschärft werden, dass ein Betrieb dieser Anlagen aufgrund der vorhandenen CO₂-Restemissionen (es wird von einer CO₂-Restemission von 10 Prozent ausgegangen, geringere Emissionen könnten mit optimierten Anlagen unter Verringerung des Wirkungsgrades und Erhöhung der Kosten erreicht werden) nicht mehr mög-

⁵³ In den hier zugrunde liegenden Biogasanlagen wird das Biogas aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Es hat daher eine sehr ähnliche Zusammensetzung wie Erdgas und sollte relativ problemlos in Gasturbinen einsetzbar sein.

lich ist. Bei CSP-Anlagen ist künftig zu prüfen, inwieweit eine Zufeuerung durch Biomasse oder regenerativ erzeugten Wasserstoff aus der jeweiligen Region zu welchen Kosten möglich ist. Zusätzlich ist auch zu beachten, dass aufgrund der benötigten Infrastruktur (Netzausbau bei CSP, CO₂-Transport und -Speicherung bei CCS) eine Einführung der Technologien eine konsequente Ausrichtung des Gesamtsystems auf diese Technologien verlangt, die relativ früh in die Wege geleitet werden muss. Die Erfordernisse für den Transport von CSP-Strom nach Deutschland müssten zum Beispiel unter anderem in der EU-Energiepolitik zur Ausgestaltung des Ausbaus und der Integration der europäischen Netze und Märkte berücksichtigt werden. Aus diesem Grund scheint es geboten, sich in Zukunft detaillierter mit den Umsetzungswahrscheinlichkeiten dieser Technologien auseinanderzusetzen. Da CSP und CCS bei sehr hohen FEE-Anteilen von mehr als 90 Prozent nicht zum Einsatz kommen, ist auch die zeitliche Integration der Einführung dieser Technologien in die Entwicklungspfade des Energiesystems, insbesondere

im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windkraft und PV, von Bedeutung. In Abschnitt 4.5 wird die Rolle von Geothermie, CCS und CSP im Energiesystem detaillierter diskutiert.

In Abbildung 15 sind für die oben diskutierten Fälle mit 80 Prozent, 90 Prozent und 100 Prozent CO₂-Emissionsreduktion die Anteile von PV- und Windenergieanlagen, flexiblen Erzeugern sowie Speichern und DSM an den Gesamtsystemkosten angegeben. Berücksichtigt wurden hierbei sowohl annuitätische Investitions- als auch Betriebs- und Wartungskosten. Es zeigt sich, dass sich die Kostenanteile von PV- und Windenergieanlagen zumeist im Bereich von 50 bis 70 Prozent der Gesamtkosten bewegen. Die Kosten der PV machen in allen Szenarien weniger als 20 Prozent aus, der Kostenanteil der Windenergie liegt bei bis zu 60 Prozent. Die Kosten für Speicher und DSM spielen bei 80 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990 praktisch keine Rolle. Bei 90 Prozent Emissionsreduktion betragen sie bis zu 5 Prozent der Gesamtsystemkosten und sind am höchsten bei sehr hohen

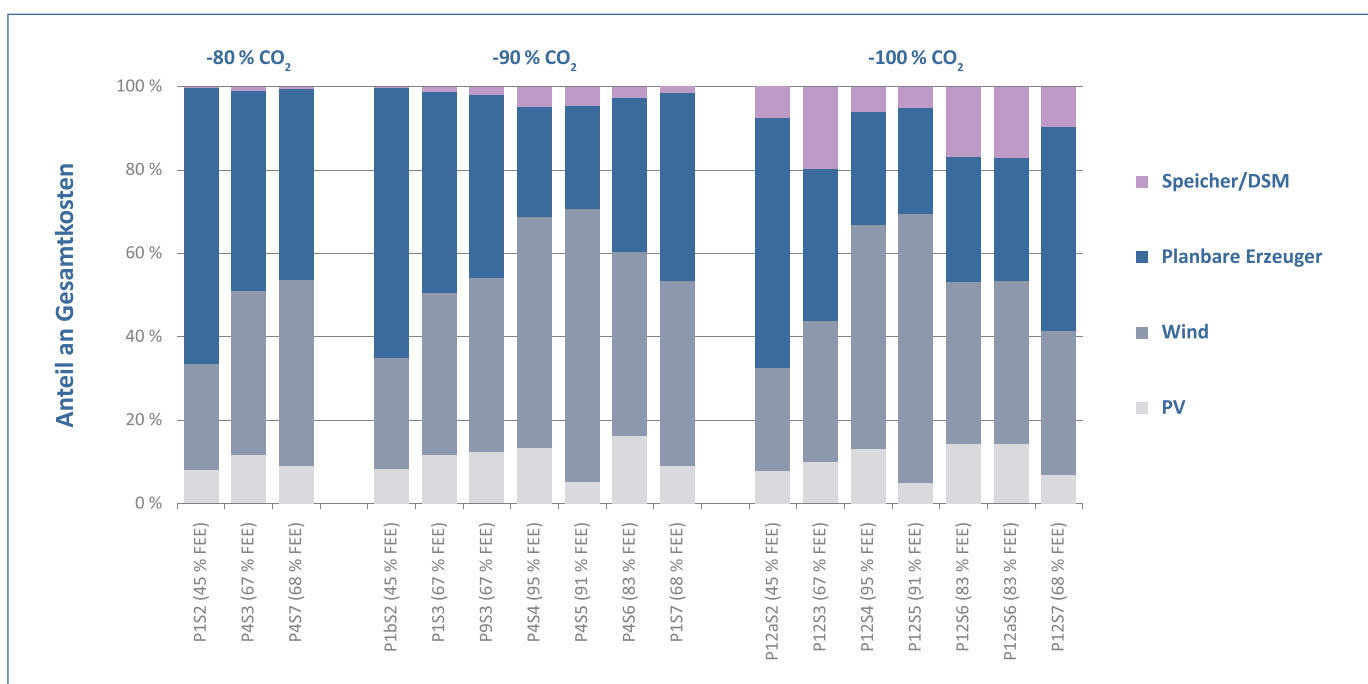


Abbildung 15: Anteile von PV und Wind (FEE), planbaren Erzeugern und Speichern/DSM an den Gesamtkosten. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

Anteilen fluktuierender Erneuerbarer, da in diesem Fall Wasserstoffspeicher in größerem Umfang zum Einsatz kommen. Bei 100 Prozent Emissionsreduktion betragen die Speicherkosten bei sehr hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer circa 5 bis 7 Prozent der Gesamtsystemkosten. Bei geringeren Anteilen von Wind und PV sind sie höher (bis zu 20 Prozent in S3). Dies liegt daran, dass bei geringeren FEE-Anteilen kostengünstige emissionsfreie Stromerzeugungstechnologien zur Deckung des restlichen Strombedarfs fehlen. Die Biomassepotenziale sind begrenzt, und Alternativen sind verhältnismäßig teuer (zum Beispiel Geothermie). Daher müssen die FEE-Überschüsse zum Großteil genutzt werden, was einen hohen Bedarf an Speichern verursacht.

4.3 Was bedeutet eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien für das Stromversorgungssystem?

Eine komplette Dekarbonisierung des Stromsystems ist nur durch eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien (PV, Wind, Biogas, Geothermie und CSP⁵⁴) möglich. Im Folgenden sollen einige Optionen diskutiert werden, die hierfür zur Verfügung stehen.

Ganz allgemein kann unter den getroffenen Annahmen ein erheblicher Einfluss des Anteils von Wind- und PV-Strom sowohl auf die Systemzusammensetzung als auch auf die Kosten (siehe Abbildung 16) festgestellt werden. In den Szenarien mit einem Residualbedarf kleiner 150 TWh und einem FEE-Anteil größer circa 70 Prozent kann der restliche Strombedarf vollständig über Bioenergie gedeckt werden, wenn die hier angenommenen Bioenergiepotenziale für den Stromsektor

erschlossen werden können.⁵⁵ Bei einem Anteil von 45 Prozent von Wind und PV fehlen erneuerbare Erzeugungstechnologien, um die Stromnachfrage zu decken. Geothermie alleine hat hier nicht das Potenzial, die entstehende Versorgungslücke zu decken. Eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geringem Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren funktioniert nur, wenn CSP zum Einsatz kommt. Wenn die erheblichen Leistungen nach Deutschland transportiert werden können (knapp 30 GW), stellt dies unter den getroffenen Kostennahmen eine vergleichsweise günstige Lösung dar. Bei 57 Prozent Wind- und PV-Anteil wären noch gute 10 GW CSP nötig. Die Abhängigkeit der Kosten des Gesamtsystems vom FEE-Anteil bei Inkludierung der CSP-Technologie ist typisch für das Zusammenwirken von FEE-Technologien und Erzeugungstechnologien, die vor allem im Grundlastbetrieb kostengünstig Strom bereitstellen. Ein steigender FEE-Anteil reduziert die Volllaststundenzahl für die Grundlasttechnologien, sodass deren Stromgestehungskosten höher werden. Die Technologieoption CSP führt daher nur bei geringem FEE-Anteil zu einer Reduktion der Gesamtsystemkosten gegenüber einem System, in dem CSP nicht zur Verfügung steht. Unter der Voraussetzung, dass die Stromimporte technisch sowie gesellschaftlich umsetzbar sind und die prognostizierten Kostensenkungen eintreten, ist diese Konstellation jedoch bei gleicher Klimaverträglichkeit mehr als 10 Prozent günstiger als ein System mit höheren Anteilen an FEE.

Lässt man geringe Restemissionen zu (mindestens 96 Prozent Minderung

⁵⁴ Für die CSP-Anlagen finden sich keine wirtschaftlichen Konfigurationen, wenn die Zuführung durch Erdgas nicht gestattet ist. Eine Zuführung der CSP-Anlagen mit Biogas wurde nicht untersucht.

⁵⁵ Der Biogaseinsatz wäre dabei etwa doppelt so hoch wie heute. Ob in diesem Umfang Biomasse für die Stromerzeugung zur Verfügung steht, muss unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen und Umwelttrisiken im Rahmen einer nationalen Biomassestrategie entschieden werden. Reduziert werden könnte der Bioenergieeinsatz durch eine Erhöhung der Wind- und Photovoltaikleistung in Kombination mit Langzeitspeichern. Zusätzliche Modellrechnungen zeigen, dass eine Systemvariante mit einer Überinstallation von FEE zu geringen Mehrkosten möglich wäre.

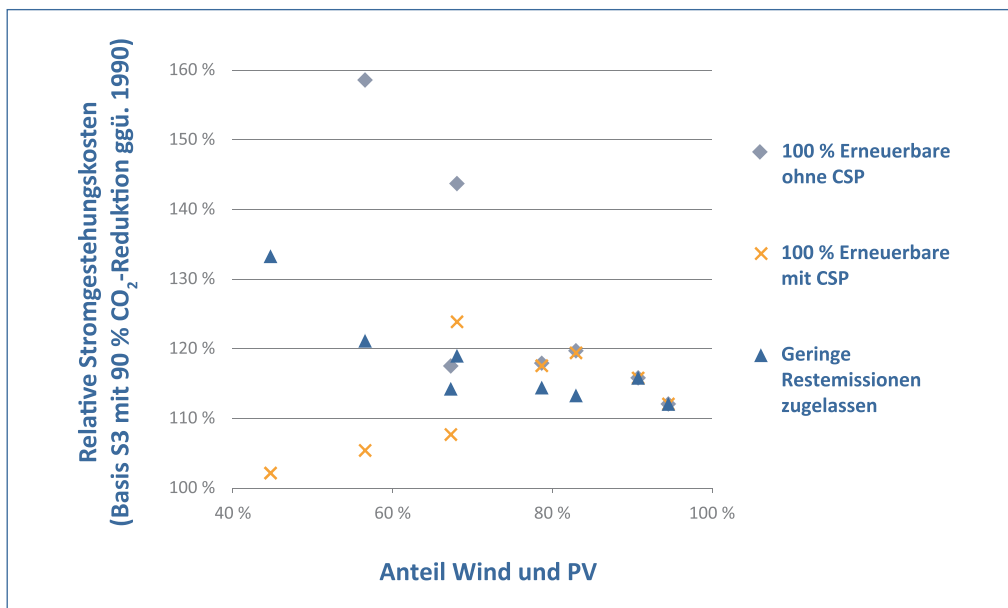


Abbildung 16: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Anteil fluktuierender Erneuerbarer bei einer Vollversorgung aus regenerativen Energien ohne und mit CSP sowie bei überwiegend regenerativen Energien. Bezugswert ist das Szenario S3 mit 90 Prozent CO_2 -Reduktion gegenüber 1990, die Stromgestehungskosten hierfür betragen 79 €/MWh.

der CO_2 -Emissionen gegenüber 1990), so kommen bei FEE-Anteilen unter 80 Prozent Erdgaskraftwerke und bei unter 50 Prozent Erdgas- und Geothermiekraftwerke zum Einsatz. Der Einsatz von Erdgaskraftwerken führt in diesen Fällen zu einer deutlichen Kostenreduktion, da diese relativ teure Wasserstoffspeicher ersetzen. Ab einem Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren von 80 Prozent führt der Einsatz von CSP oder Erdgas zu keinen signifikant anderen Kosten gegenüber Systemen aus Wind, PV, Bioenergiekraftwerken und Wasserstoffspeichern.

Ein voll erneuerbares Stromsystem ohne CSP und Geothermie ist nur in den Szenarien möglich, in denen der Residualbedarf unter 150 TWh und der FEE-Anteil über circa 70 Prozent ist. Dies liegt daran, dass die Potenziale von Bioenergie zur Stromerzeugung in dieser Studie recht eng begrenzt sind und bei weitgehend ausgeschöpften Wasserkraftpotenzialen sonst keine nennenswerten Alternativen zur CO_2 -freien Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Die Kosten dieser Systeme mit sehr hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer sind im Vergleich zu den

anderen betrachteten Varianten ähnlich oder sogar niedriger.

Falls die von den Fachgruppen „Wind“ und „PV“ maximal für möglich gehaltenen Kostensenkungen bei der Windkraft und PV realisiert werden können, so lässt sich eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bei Stromgestehungskosten erreichen, die um 15 bis 20 Prozent niedriger sind als im Zielszenario bei Referenzannahmen (P1S3).

4.4 Welche Rolle spielen Speicher im zukünftigen Energiesystem?

Bei geringeren Anteilen fluktuierender Erneuerbarer kommen Langzeitspeicher nur dann zum Einsatz, wenn fossile Energieträger aus Gründen des CO_2 -Emissionsziels oder sonstiger Restriktionen nicht oder nur in geringerem Umfang eingesetzt werden können. Eine Kombination aus Abregelung von Erneuerbaren und dem Einsatz von Gaskraftwerken ist hier oftmals günstiger als der Einsatz von Langzeitspeichern (siehe Abbildung 17, P1S1 und P1S2).

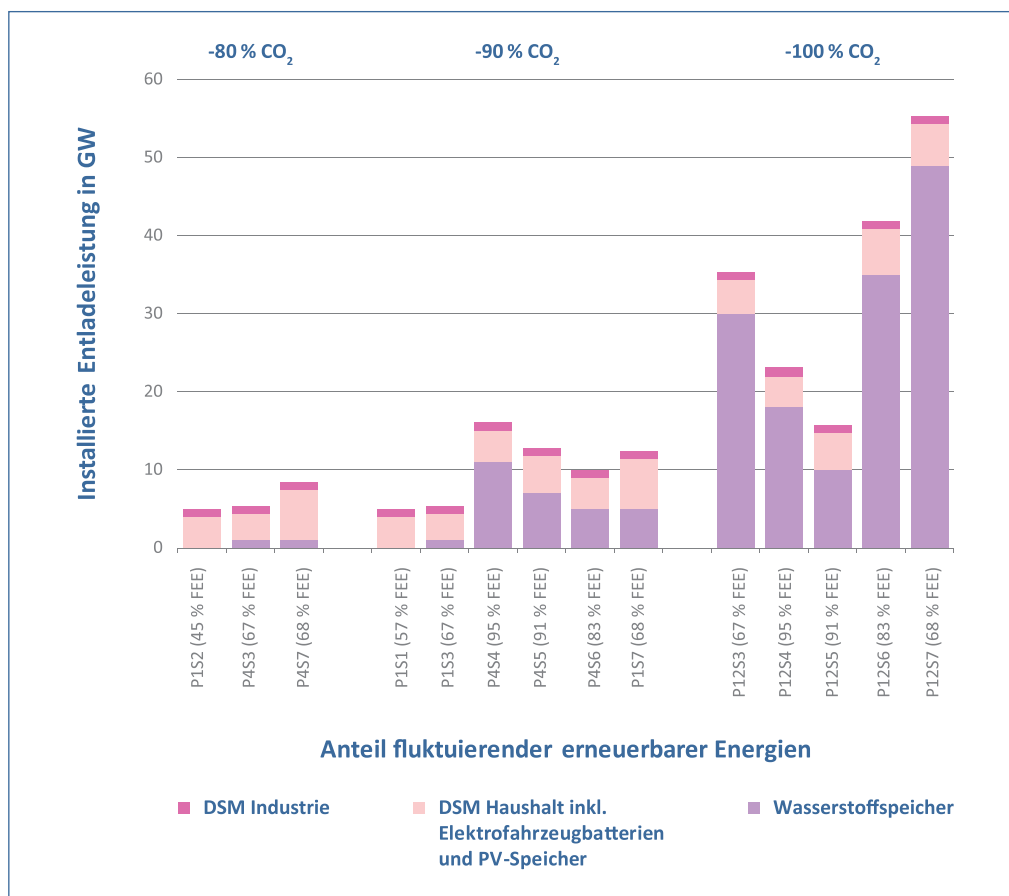


Abbildung 17: Eingesetzte Speichertechnologien für ausgewählte Fälle mit 80 Prozent und 90 Prozent CO₂-Reduktion gegenüber 1990 sowie für 100 Prozent erneuerbare Energien. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

Bei der Vollversorgung aus erneuerbaren Energien hingegen kommen beispielsweise bis zu 50 GW Wasserstoffspeichersysteme zum Einsatz (siehe Abbildung 17, P12S7). Auch bei der Vorgabe, nur heimische Energieträger zu nutzen, kommen in allen Szenarien 10 bis 40 GW Wasserstoffspeicher zum Einsatz. Da unter den restriktiven Bedingungen einer vollständigen Dekarbonisierung keine kostengünstigen flexiblen Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung stehen, ist hier die Einspeicherung von Wind- und PV-Strom wirtschaftlicher als dessen Abregelung. In solchen Fällen tragen die Speicher auch mit bis zu 20 Prozent signifikant zu den Gesamtsystemkosten bei.

Auch ein schwacher (begrenzter) Netzausbau führt bei einem gleichzei-

tig hohen Offshore-Windanteil zu einer verstärkten Nutzung von Wasserstoffspeichersystemen. Wird zusätzlich zum schwachen Netzausbau Wert auf den Einsatz dezentraler Technologien gelegt, kommen statt Wasserstoffspeichersystemen Methanspeicher mit Gasturbinen zum Einsatz, da diese auch in kleineren, dezentralen Einheiten realisierbar sind.⁵⁶ Ansonsten spielen Methanspeicher gegenüber den Wasserstoffspeichern in den Modellrechnungen annahmebedingt keine Rolle. Der Grund hierfür ist, dass die Herstellung von Methan aus Wasserstoff zusätzliche Investitionskosten verursacht

⁵⁶ Wasserstoffspeicher sind in den Modellrechnungen in diesem Fall als zentrale „Großtechnologie“ ausgeschlossen, da angenommen wird, dass Wasserstoff nur in zentral errichteten Kavernenspeichern wirtschaftlich gelagert werden kann. Erdgas braucht nur ein Drittel des Speichervolumens bei gleichem Energieinhalt und kann daher auch günstiger in alternativen Gasspeichersystemen oder direkt im Erdgasnetz gespeichert werden.

und zudem Wirkungsgradverluste zur Folge hat. Die Vorteile von Methan gegenüber Wasserstoff (einfache Mitnutzung bereits vorhandener Speicher und Netze, einfache Nutzung in vorhandenen Gaskraftwerken) werden in den diesbezüglich vereinfachten Modellrechnungen nicht monetarisiert. Wenn diese Vorteile die Mehrkosten aufwiegen, dann könnten die aus den Modellrechnungen resultierenden Wasserstoffspeicher teilweise durch Methanspeicher ersetzt werden.

Die Auslegung der Langzeitspeicher liegt zumeist so, dass etwa 200 bis 500 Stunden (circa ein bis drei Wochen) Volllast aus einem Speicher zur Verfügung gestellt werden kann, wobei auch extremere Auslegungen mit bis zu 700 Stunden (Umfang eines Monats) vorkommen.

Für Pumpspeichersysteme, Druckluftspeicher sowie Batteriespeicher ergeben sich modell- und annahmenbedingt nur geringe oder keine Einsatzfälle. Stattdessen werden Batteriespeicherkapazitäten in Elektrofahrzeugen oder PV-Heimspeicher in Kombination mit dem Demand-Side-Management im Haushaltssektor genutzt. Hierbei kommen unter den getroffenen Kostennahmen über die gesamte Bandbreite der betrachteten Szenarien und Parametervariationen hinweg circa 2 bis 8 GW installierte Leistung bei einer Speicherkapazität von circa 10 bis 25 GWh zum Einsatz. Diese Kapazitäten können zudem auch problemlos für die Frequenzstabilisierung eingesetzt werden. Können die DSM-Potenziale, aus welchen Gründen auch immer, nicht erschlossen werden, so zeigen Abschätzungen, dass bis zu 5 GW Batteriespeicher zur Abfederung von Leistungsspitzen und zur Betriebsoptimierung von Kraftwerken eingesetzt werden können.

Für den zukünftigen Bedarf an Batteriespeichersystemen ist zu berücksichtigen, dass die Haupteinsatzfälle in der Bereitstellung von Flexibilität in Zeit-

bereichen unter einer Stunde liegen. Wie bereits ausgeführt können diese Flexibilitätsbedarfe im Modell nicht abgebildet werden. Abschätzungen aus höher aufgelösten Daten zeigen jedoch, dass ein zusätzlicher Bedarf an Speichern mit Bereitstellungsdauern unter einer Stunde für die Ausregelung von Prognoseabweichungen entstehen kann.⁵⁷ Das Modell geht außerdem vom „Idealfall“ einer zu jedem Zeitpunkt verfügbaren, ausreichenden Netzkapazität aus. Netzengpässe, die im Übertragungs-, aber vor allem im Verteilnetz auftreten können, bleiben damit unberücksichtigt. Auch hieraus erwächst ein zusätzlicher Bedarf an Energiespeicherung, dessen Analyse weitergehenden Betrachtungen vorbehalten ist.

Demand-Side-Management von Industrieprozessen stellt unter den getroffenen Kostenannahmen ein wirtschaftlich sinnvoll erschließbares Potenzial von 1 GW und 6 GWh dar. Dieses wird in allen Szenarien voll ausgenutzt. Die Annahmen zu den Potenzialen in den Modellrechnungen sind sehr konservativ. So wurden nur Anlagen berücksichtigt, bei denen ein vollständiger Back-up durch Gasbrenner vorhanden ist. Aufgrund der hohen Attraktivität dieser Flexibilitätsoption und des durchgängig hohen Einsatzes sollten hier detaillierte Untersuchungen zu den Potenzialen, den konkreten Umsetzungsmöglichkeiten und zu den damit in der Praxis real auftretenden Kosten durchgeführt werden.

Heute bereits im Betrieb befindliche Pumpspeicherkraftwerke wurden im Modell nicht abgebildet, da vereinfacht von einem „Grüne-Wiese“-Ansatz ausgegangen wird. In der Praxis ist aber davon auszugehen, dass diese Einheiten nicht stillgelegt, sondern auch in Zukunft zur

⁵⁷ Es ist dabei aber zu beachten, dass mit zunehmender Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der in diesen Szenarien in großem Umfang vorhandenen Gasturbinen (egal mit welchem Brennstoff), der Bedarf zum Ausgleich von Prognoseabweichungen nur von jeweils kurzer Dauer sein wird.

Betriebsoptimierung des Kraftwerksparks eingesetzt würden. Die Betrachtungen zeigen aber, dass unter den getroffenen Annahmen kein weitergehender Bedarf an Pumpspeicherkraftwerken besteht.

4.5 Welche Rolle spielen CCS, solarthermische und geothermische Stromerzeugung?

Als flexible Stromerzeugungstechnologien stehen fossil befeuerte Kraftwerke, Biomassekraftwerke, solarthermische und geothermische Kraftwerke zur Verfügung. Der Einsatz von fossilen Brennstoffen ist durch die Klimaschutzziele begrenzt, der Einsatz von Biomasse durch die verfügbaren Biomassepotenziale. Die verbleibenden Technologien mit niedrigen CO₂-Emissionen – solarthermische und geothermische Kraftwerke sowie Braunkohle mit CCS – sind in Deutschland am

Markt noch nicht etabliert. Zudem sind CCS-Kraftwerke und solarthermische Kraftwerke in den für das Jahr 2050 ermittelten notwendigen Größenordnungen an zusätzliche infrastrukturelle Voraussetzungen gebunden. Ihr möglicher Beitrag zur Stromversorgung und ihre Kosten sind daher mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Unter den Referenzannahmen dieser Studie werden CCS und CSP in den Modellrechnungen zunächst ausgeschlossen. Ihr Einfluss auf die Stromversorgungssysteme wird aber in einer Reihe von Varianten untersucht und im Folgenden diskutiert.

Abbildung 18 zeigt verschiedene Möglichkeiten, eine 90 Prozent CO₂-Einsparung zu erreichen. Kommen geothermische und solarthermische Kraftwerke sowie CCS-Kraftwerke zum Einsatz, ersetzen sie in erster Linie biogasgefeuerte, im Falle von CCS teilweise auch erdgasgefeu-

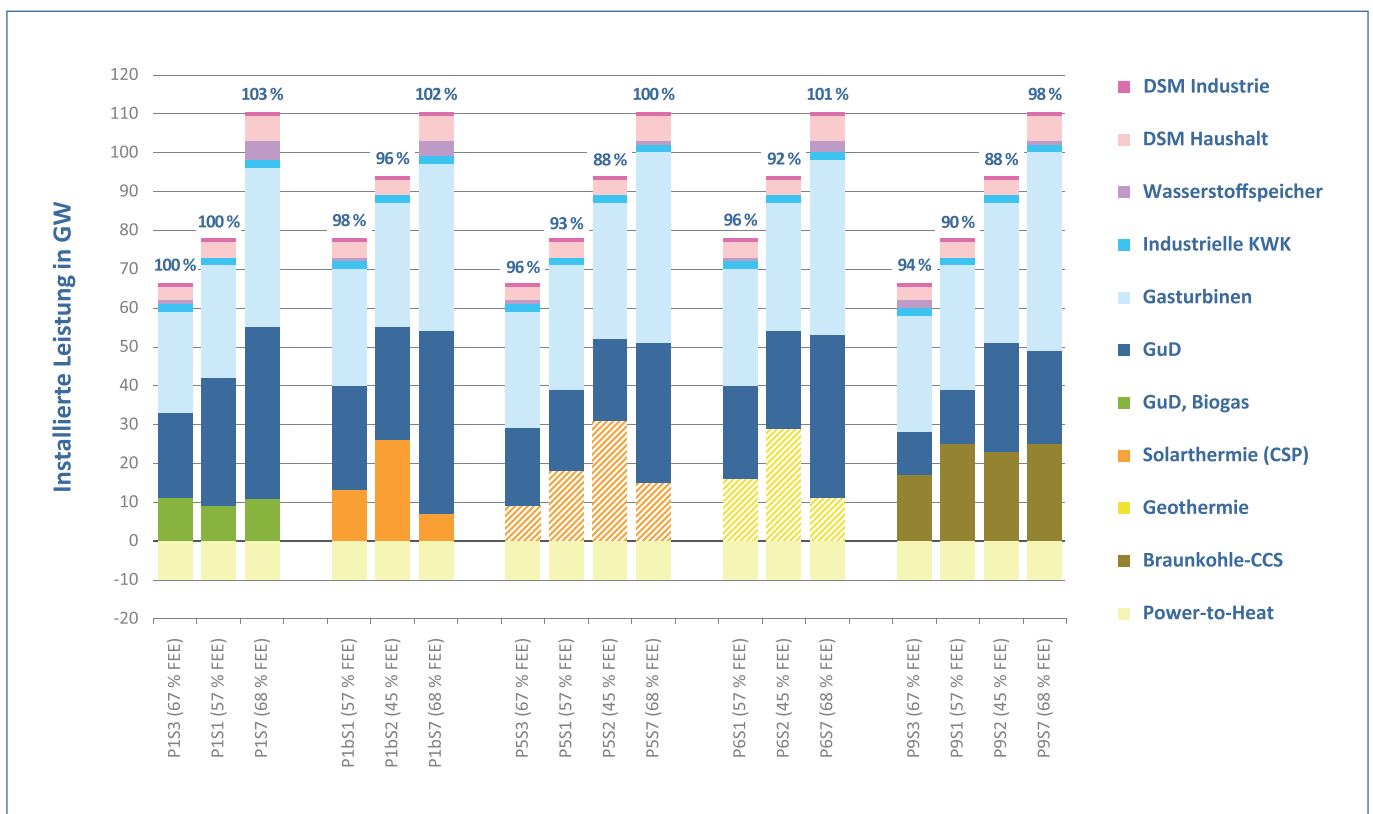


Abbildung 18: Installierte Leistung (ohne FEE) verschiedener Flexibilitätsparke mit einer CO₂-Einsparung von 90 Prozent gegenüber 1990. Die Prozentzahlen sind die Kosten im Vergleich zum Zielszenario bei Referenzannahmen P1S3. Die schraffierten Flächen zeigen an, dass für die jeweilige Technologie die maximale Kostenreduktion bis 2050 angenommen wurde (Technologiefortschrittszenarien). Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

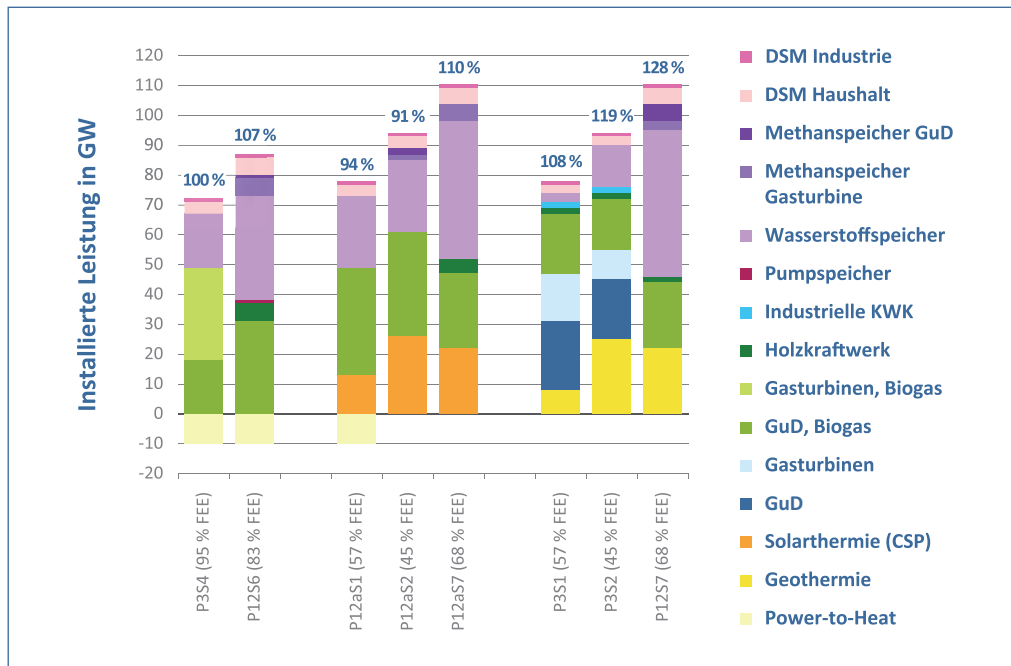


Abbildung 19: Installierte Leistung (ohne FEE) verschiedener Flexibilitätsparcs mit einer CO₂-Einsparung von 100 Prozent. Die Prozentzahlen sind die Kosten im Vergleich zum Zielszenario bei Referenzannahmen P3S4. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalls sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

erte, GuD-Kraftwerke. Der Einsatz von 7 bis 30 GW CSP-Kraftwerken mit Import von 40 bis 200 TWh Strom pro Jahr aus Nordafrika kann gegenüber vergleichbaren Technologieparcs ohne CSP zu einer geringfügigen Kostenreduktion von ein bis vier Prozent führen. Werden durch eine Weiterentwicklung der CSP-Technologie die maximalen Kosteneinsparungen erzielt, die von der Fachgruppe als erreichbar abgeschätzt wurden, so ergeben sich bis zu 12 Prozent geringere Kosten. Die größte Kosteneinsparung (und die geringsten Gesamtkosten) erzielt man in diesem Fall bei einem geringen Wind- und PV-Anteil und hohem CSP-Anteil an der Stromversorgung von 36 Prozent. Wird statt CSP in ähnlichem Umfang Geothermie zur Stromerzeugung eingesetzt, so führt dies im Falle maximaler Kosteneinsparungen bei der Geothermie durch technologischen Fortschritt zu ähnlichen Stromgestehungskosten. Der Einsatz von Braunkohle-CCS führt zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten um circa 5 Prozent gegenüber vergleichbaren Szenarien ohne CCS.

Abbildung 19 zeigt verschiedene Möglichkeiten zur vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung mit und ohne Nutzung von CSP und Geothermie. Eine CO₂-freie Stromerzeugung bei moderatem Anteil an Wind- und PV-Strom und gleichzeitig hohem Strombedarf ist nur mit Nutzung von entweder Geothermie oder CSP möglich, da die Potenziale an Biomasse (unter anderem aufgrund von Nutzungskonkurrenzen um die ohnehin limitierten Potenziale) nicht zur Deckung der residualen Stromnachfrage ausreichen. Auch wenn eine vollständige Dekarbonisierung gefordert ist, können durch die Nutzung von CSP die Stromgestehungskosten gegenüber vergleichbaren Szenarien ohne CSP geringfügig sinken. Wird bei der Geothermie eine Kostensenkung gegenüber den heute wirtschaftlichsten Pilotanlagen von nur 35 Prozent erreicht (nicht 70 Prozent wie im Geothermie-Fortschrittsszenario), so führt eine Installation von 8 bis 25 GW an Geothermieanlagen zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 8 bis 20 Prozent.

Hervorzuheben ist, dass CSP, Geothermie und CCS aufgrund ihrer hohen Investitionskosten hohe Auslastung erfordern. In den Modellrechnungen laufen die Anlagen daher in den Szenarien, in denen diese Technologien vorkommen, mit über 5.000 Volllaststunden. In Szenarien mit einem FEE-Anteil von circa 90 Prozent werden flexible Stromerzeuger mit derart hoher Auslastung nicht benötigt. CSP, Geothermie und CCS kommen ebenfalls nicht zum Einsatz.

Alle drei Technologien sind unter heutigen Gegebenheiten mit erheblichen Umsetzungsrisiken behaftet. Im Falle der Geothermie ist, um verträgliche Stromgestehungskosten zu erreichen, eine Kostenreduktion um circa 75 Prozent gegenüber den heute wirtschaftlichsten Pilotanlagen erforderlich. Dies erfordert in erheblichem Maße Erfolge im Bereich Forschung und Entwicklung und die Erschließung von Kostenreduktionspotenzialen, die nur durch größere Produktionsmengen zu erzielen sind (Skalierung). CSP ist verglichen mit der Geothermie technologisch weiter fortgeschritten. In einigen Ländern sind kommerzielle Anlagen zum Teil seit etlichen Jahren im Einsatz. Der Import von CSP-Strom in der hier ermittelten Größenordnung nach Deutschland erfordert allerdings den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur (Zubau an Stromleitungen). Dabei ist noch zu klären, ob eine spezifische Punkt-zu-Punkt-Verbindung (HGÜ-Leitung) oder die Anbindung an das weiter ausgebauten europäische Übertragungsnetz die insgesamt am besten geeignete Strategie zur Einbindung von CSP-Strom nach Deutschland darstellt. Der Neubau von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen von Nordafrika nach Deutschland erfordert, wie alle Maßnahmen des Netzausbaus, die gesellschaftliche Akzeptanz und geeignete rechtliche Rahmenbedingungen nicht nur in Deutschland, sondern auch am Standort des CSP-Kraftwerks und in allen von der Durchleitung betroffenen Ländern. Auch die Folgen für die Versorgungssicherheit,

wenn ein wesentlicher Anteil des Strombedarfs über importierten CSP Strom gedeckt wird, wären sorgfältig zu prüfen. Im Falle von CCS ist die Akzeptanz in der Bevölkerung aktuell niedrig, was eine politische Umsetzbarkeit in Deutschland auf absehbare Zeit äußerst fraglich erscheinen lässt. Aufgrund der hohen Investitionen in die CO₂-Logistik für CCS und die Netzanbindung für CSP erscheint eine Einführung dieser Technologien nur dann sinnvoll, wenn eine Nutzung über viele Jahrzehnte geplant werden kann. Dies setzt für das Thema CSP einen gesamteuropäischen Ansatz voraus.

Wenn auf lange Sicht mit einer Steigerung des Anteils an Wind und PV auf über 90 Prozent zu rechnen ist beziehungsweise klare politische Entscheidungen in diese Richtung fallen, sind CSP, CCS und Geothermie als ergänzende Flexibilitätstechnologien aufgrund ihrer Grundlaststruktur weniger geeignet. Bei der Nutzung von CCS ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass aufgrund der Restemissionen (circa 80 kg/MWh Strom, geringere Emissionen könnten mit optimierten Anlagen unter Verringerung des Wirkungsgrades und Erhöhung der Kosten erreicht werden) eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors nicht möglich ist. Lediglich wenn ein Teil der fossilen Brennstoffe in Kraftwerken mit CCS durch nachhaltig angebaute Biomasse ersetzt wird, könnten die Restemissionen aus den fossilen Brennstoffen durch die netto negativen CO₂-Emissionen der Biomasse ausgeglichen werden. Logistisch erscheint dies aber in der notwendigen Größenordnung kaum machbar.

4.6 Wie kann die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger reduziert werden?

Als relativ kostengünstige Technologie mit – im Vergleich zu Stein- und Braunkohle – geringen CO₂-Emissionen wird

in den meisten Modellrechnungen ein großer Teil des Strombedarfs durch Erdgas gedeckt. Im Zielszenario unter Referenzannahmen (P1S3) ist der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung mit 155 TWh etwa 15 Prozent höher als heute.⁵⁸ Bei Szenarien mit hohem Strombedarf und eher niedrigem Anteil an Wind und PV ist der Erdgasverbrauch teilweise etwa doppelt so hoch wie heute (S1, S7). Die dadurch steigende Importabhängigkeit bringt Risiken für die Versorgungssicherheit mit sich. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die allermeisten Szenarien davon ausgehen, dass der Erdgasbedarf außerhalb der Stromerzeugung (vor allem im Bereich der Wärmebereitstellung) deutlich sinken wird (vergleiche zum Beispiel BMWi Zielszenario und

Trendszenario).⁵⁹ Trotz des ansteigenden Bedarfs im Bereich der Stromerzeugung muss daher der gesamte deutschlandweite Erdgasbedarf nicht zwangsläufig oberhalb des heutigen Niveaus liegen. Dennoch wurden zur Abdeckung der gesamten Bandbreite möglicher Zukunftspfade auch Varianten gerechnet, die auf den Import von Energieträgern (Erdgas, Steinkohle, Strom aus CSP) komplett verzichten. Der resultierende Mix der Stromerzeugung unter Referenzannahmen und bei Importverzicht ist in Abbildung 20 dargestellt. Anstelle von Erdgas kommen Biomasse und Braunkohle verstärkt zum Einsatz. Für diesen spezifischen Fall wurde im Vergleich zu den anderen Modellrechnungen von in etwa doppelt so hohen Biogaspotenzialen ausgegangen, die

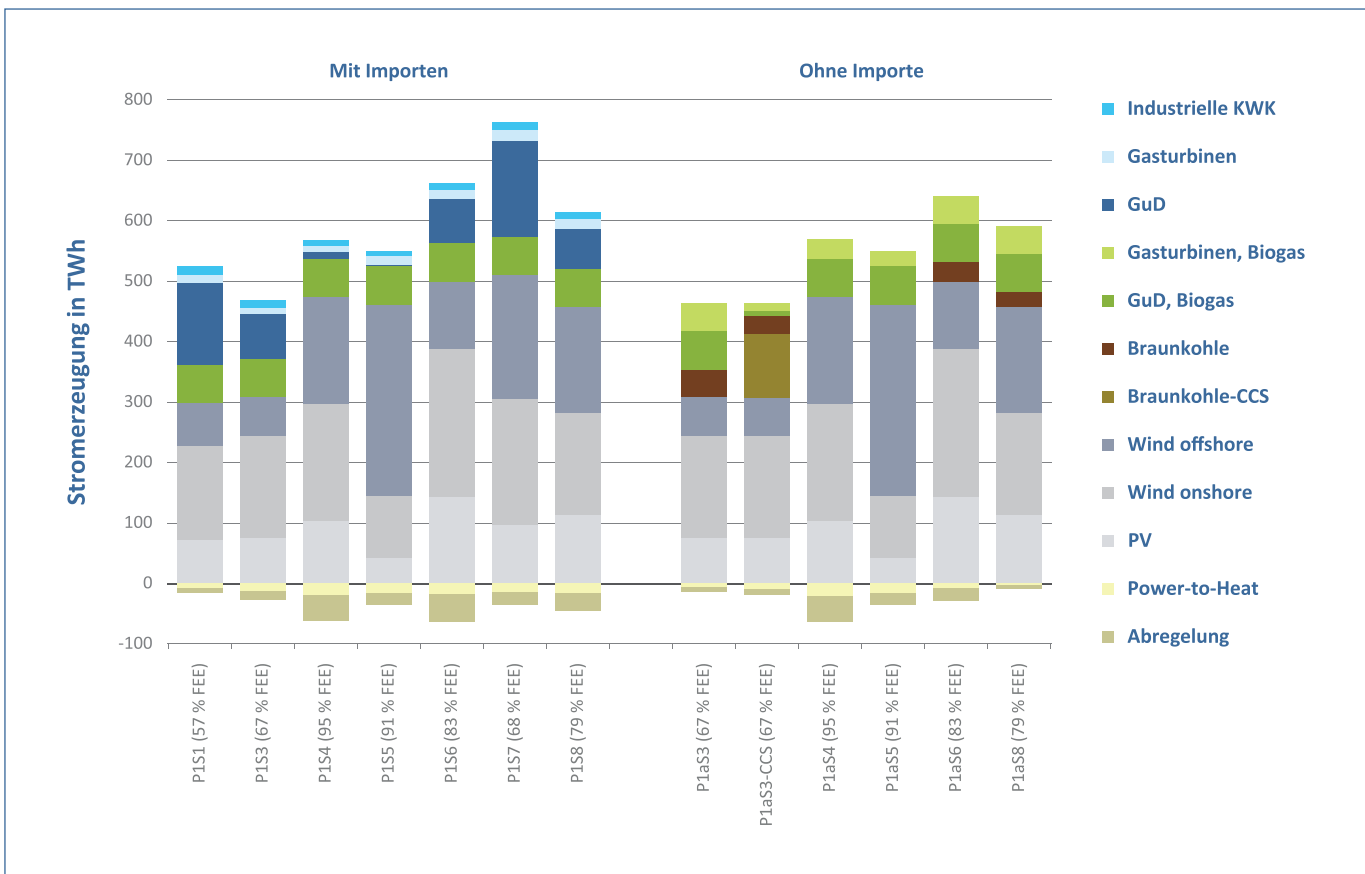


Abbildung 20: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromerzeugung für verschiedene Szenarien mit einer CO₂-Einsparung von mindestens 87 Prozent. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben. Der Fall P1aS3-CCS ist hier zusätzlich angegeben, um den Einfluss des Einsatzes von Braunkohle-CCS aufzuzeigen.

⁵⁸ Verglichen mit dem Durchschnitt 2011 – 2013.

⁵⁹ BMWi 2014-1.

zu 80 bis 100 Prozent auch ausgeschöpft werden. Die CO₂-Einsparziele von 90 Prozent gegenüber 1990 können nur bei einem relativ geringen Braunkohleanteil erreicht werden, zumindest solange – wie hier angenommen – der Einsatz von CCS ausgeschlossen bleibt. Für Szenarien mit einem geringen FEE-Anteil und hohem Strombedarf (S2, S7) kann bei Erreichung der CO₂-Einsparziele nicht genug Strom erzeugt werden. Die Stromgestehungskosten liegen ansonsten um 10 bis 20 Prozent höher als im Zielszenario unter Referenzannahmen (P1S3).

Ob der Einsatz von 200 TWh Biogas pro Jahr, der sich bei der „Ohne Importe“-Annahme für die meisten Szenarien ergibt, möglich und sinnvoll ist, kann nur im Rahmen einer nationalen Biomassestrategie unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Umweltrisiken des Energiepflanzenanbaus beurteilt werden.

Ein kompletter Verzicht auf importiertes Erdgas in der Stromversorgung ist sicherlich als ein eher theoretischer Grenzfall zu betrachten. Daher sollen hier auch einige Modellrechnungen diskutiert werden, die den Einsatz von Erdgas zulassen, aber einen Erdgasverbrauch zum Ergebnis haben, der geringer ist als heute. In Szenarien mit einem Wind- und PV-Anteil von 90 Prozent (P1S4, P1S5) beträgt der Erdgaseinsatz lediglich 40 bis 50 TWh pro Jahr. Biogas wird in diesen Szenarien in gleichem Umfang wie heute (100 TWh pro Jahr) genutzt. Die Stromgestehungskosten liegen 10 bis 15 Prozent höher als im Zielszenario unter Referenzannahmen (P1S3). Auch Braunkohle-CCS und Geothermie können als heimische Energieträger den Einsatz von Erdgas-GuD teilweise substituieren. Im Zielszenario mit CCS (P9S3) liegt der Erdgaseinsatz circa 30 Prozent niedriger als heute. Eine CO₂-Einsparung von 90 Prozent wird in diesem Fall ohne den substanziellen Einsatz von

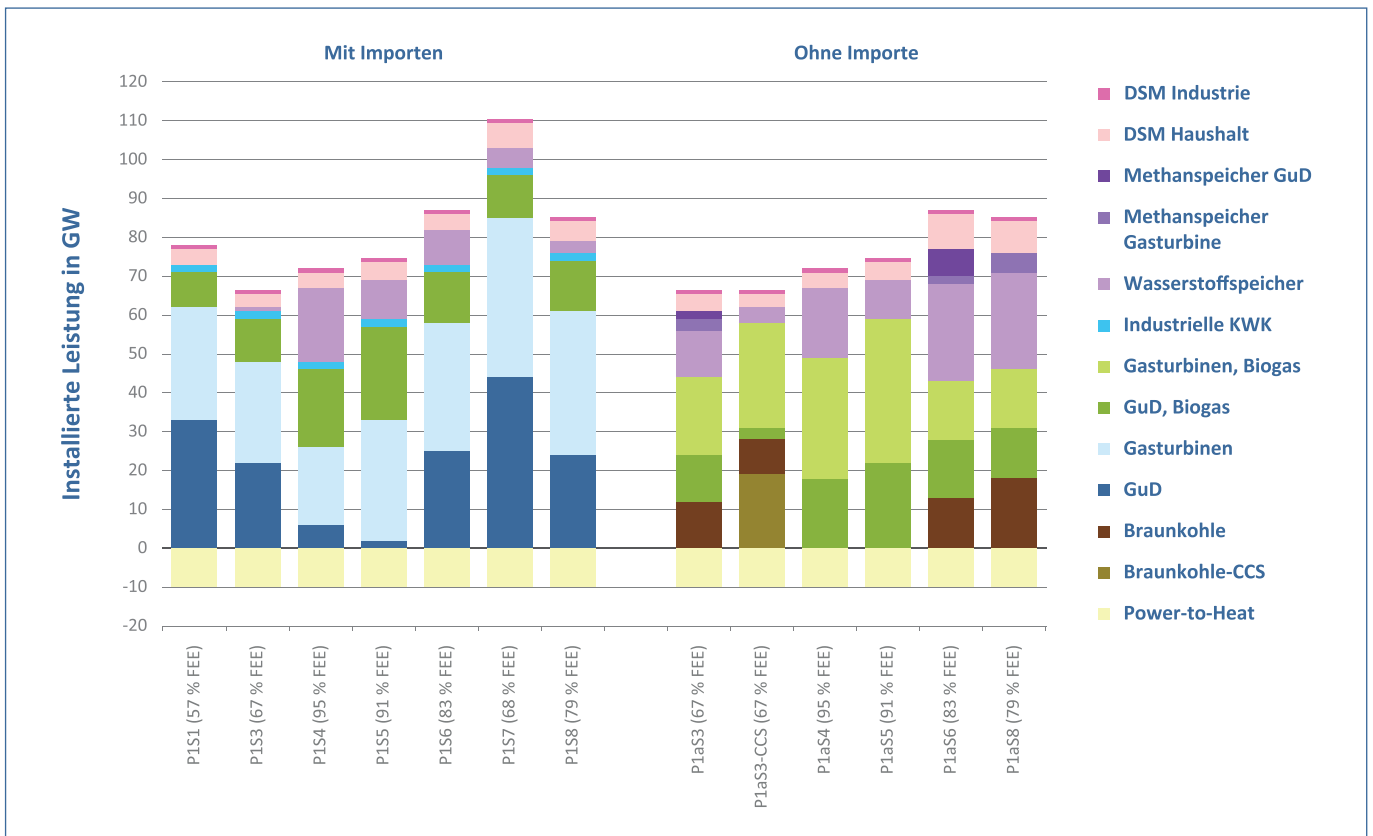


Abbildung 21: Installierte Leistung (ohne PV und Wind) in ausgewählten Szenarien mit und ohne Importe. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalls sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben. Der Fall P1aS3-CCS ist hier zusätzlich angegeben, um den Einfluss des Einsatzes von Braunkohle-CCS aufzuzeigen.

Bioenergie erreichbar. Lässt man beim Verzicht auf Energieimporte den Einsatz von Braunkohle-CCS zu (beispielhaft ist dies in Abbildung 20 und Abbildung 21 für S3 dargestellt, P1aS3-CCS), so verringert diese Technologie den Einsatz von Biogas in GuD-Kraftwerken. Die Stromgestehungskosten sinken dabei um gut 10 Prozent verglichen mit dem Fall P1aS3. Die Rolle von Geothermie und CCS für die Stromversorgung wird in Abschnitt 4.5 im Detail diskutiert.

Abbildung 21 zeigt für das in Abbildung 20 schon dargestellte Set an Szenarien die zum Einsatz kommenden Kapazitäten der Flexibilitätsoptionen. Es wird deutlich, dass unter restriktiven Importbedingungen in wesentlich größerem Umfang Langzeitspeicher zum Einsatz kommen. So sind zum Beispiel in Szenario S8 bei Referenzannahmen 3 GW Wasserstoffspeicher installiert, in der Modellrechnung ohne Importe aber 25 GW. Im Zielszenario S3 steigt die installierte Leistung an Wasserstoffspeichern von 1 GW auf 12 GW. Der Einsatz von Braunkohle-CCS in Szenario S3 verringert die installierte Leistung von Langzeitspeichern um 8 GW. Zusätzlich kommen in den Berechnungen ohne Importe bis zu 9 GW Methanspeicher zum Einsatz, und der Einsatz von DSM in Haushalten steigt. Aufgrund des nur eingeschränkten Technologieportfolios zur Stromerzeugung ist die Einspeicherung von Überschussstrom aus FEE hier in größerem Umfang wirtschaftlich.

4.7 Wie unterscheiden sich Stromversorgungssysteme mit unterschiedlichem Netzausbau und unterschiedlichem Dezentralitätsgrad?

Wie in vielen Energiesystemstudien üblich, wurden alle Berechnungen unter der Annahme durchgeführt, dass die erzeugte elektrische Energie optimal über das gesamte Versorgungsgebiet verteilt werden

kann („Kupferplatte Deutschland“). Um die benötigten Übertragungsleistungen zwischen verschiedenen Regionen im Übertragungsnetz abschätzen zu können, wurde Deutschland in drei separate Netzregionen (Nordost, Nordwest und Süd) aufgeteilt und die benötigten Leitungskapazitäten zwischen diesen Regionen ermittelt (vergleiche Kapitel 3.10). Es ergeben sich damit Übertragungsbedarfe (inklusive der schon vorhandenen Kapazitäten) zwischen den Regionen Nordost und Nordwest von bis zu 20 GW, zwischen Nordwest und Süd von bis zu 30 GW und zwischen Nordost und Süd von bis zu 20 GW. Der zukünftige Netzbedarf hängt stark von der weiteren Entwicklung des Energiesystems und den damit verbundenen Zubauten von fluktuierenden Erneuerbaren und deren regionaler Verteilung ab. Je nach Ausgestaltung des Systems unterscheiden sich die erforderlichen Übertragungsleistungen erheblich, sodass hierzu detailliertere Untersuchungen angestellt werden müssen.

Im Gegensatz zu der Grundannahme „Kupferplatte“ wurde ein hypothetischer Fall analysiert, in dem die drei Netzregionen separat betrachtet werden. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch muss dann immer in der jeweiligen Netzregion stattfinden und es findet keinerlei Leistungsfluss über die Grenzen der Regionen hinweg statt. Beispielsweise kann in diesem Fall kein Transport von Offshore-Windstrom nach Süddeutschland stattfinden. In Abbildung 22 sind für einige Beispiele die jeweiligen Systemzusammensetzungen ohne die Wind- und PV-Anteile sowie die Mehrkosten der Systeme aus drei separaten Regionen angegeben.

Es zeigt sich, dass sich eine Aufteilung Deutschlands in drei autarke Regionen allgemein ungünstig auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Die Mehrkosten bei in etwa gleichen durchschnittlichen Emissionen betragen circa 8 bis 13 €/MWh oder 8 bis 16 Prozent ge-

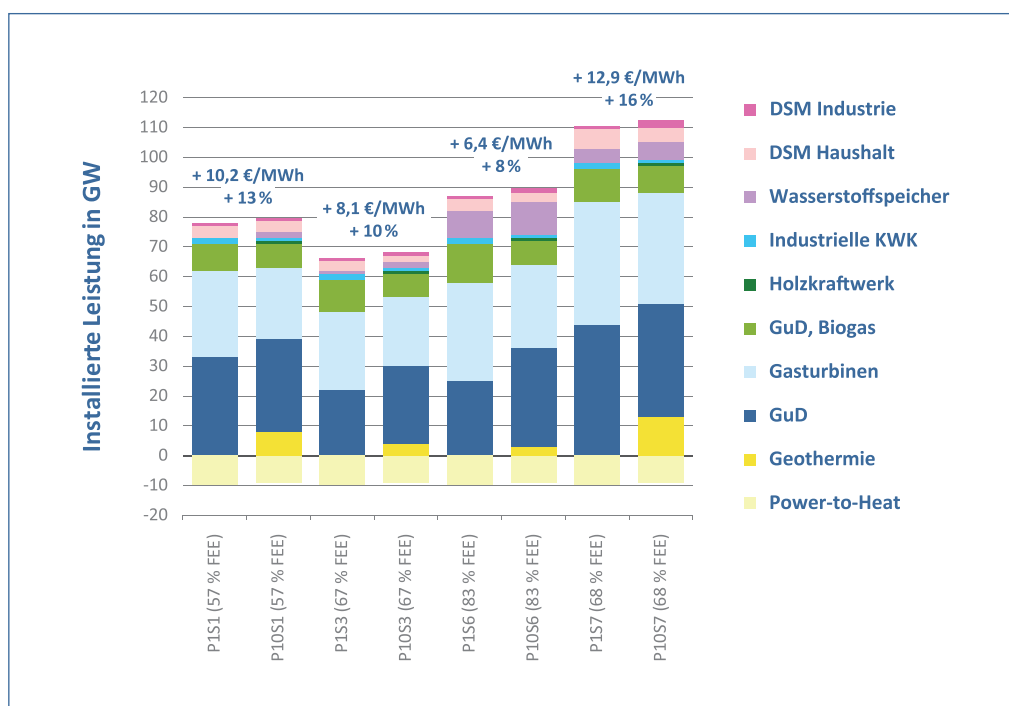


Abbildung 22: Vergleich von Systemen mit idealem Netz (P1, Deutschland als Kupferplatte) und Systemen mit drei separaten Regionen (P10). Oberhalb der Säulen sind die jeweiligen Mehrkosten des Systems aus drei separaten Regionen gegenüber dem System mit idealem Netz dargestellt. Netzkosten sind hierbei nicht berücksichtigt, die Mehrkosten ausschließlich durch die zusätzlich notwendigen Flexibilitätsoptionen in den einzelnen Regionen determiniert. Die Emissionsreduktion gegenüber 1990 beträgt in den dargestellten Fällen 87 bis 94 Prozent. Nach der Bezeichnung des Berechnungsfalles sind die jeweiligen Anteile der FEE angegeben.

genüber dem jeweiligen Fall mit idealer Vernetzung. Den höchsten Unterschied in den Stromgestehungskosten erhält man bei großen Anteilen von Offshore-Windenergie (S7). In diesem Fall entsteht im Süden ein hoher Bedarf an Stromerzeugung, der zur Einhaltung der Emissionsvorgaben nach Ausschöpfen der Biomassepotenziale durch die vergleichsweise teure Option Geothermie gedeckt werden muss. Geothermische Stromerzeugung kommt in den in Abbildung 22 dargestellten Fällen mit 3 bis 13 GW zum Einsatz. Dies bedeutet auch, dass die Emissionsvorgaben nicht eingehalten werden können, wenn geothermische Stromerzeugung nicht in diesem Umfang zum Einsatz kommen kann. Den höheren Kosten für drei autarke Regionen stehen allerdings die hier noch nicht berücksichtigten zusätzlichen Netzausbaukosten für die vernetzte Versorgung Gesamtdeutschlands gegenüber. Um die Größenordnung der dafür notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur

einordnen zu können, werden Zahlen aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2014⁶⁰ herangezogen. Hier werden im Szenario C 2024 Investitionskosten von 26 Mrd. € angegeben. Die erzeugten Strommengen aus On- und Offshore-Windenergie im Szenario C 2024 sind vergleichbar mit denen des BMWi-Zielszenarios S3, die installierte PV-Leistung ist circa 25 Prozent geringer. Umgelegt auf die verbrauchte Kilowattstunde ergeben sich damit circa 5 €/MWh⁶¹ für den im NEP berechneten Netzausbau.

Wenn man nun zusätzlich zur Regionenaufteilung des Stromsystems die Vorgabe des Ausbaus primär dezentraler Technologien macht (ausgeschlossen sind damit also alle Großkraftwerke wie zum Beispiel Braunkohle, Steinkohle und

⁶⁰ NEP 2014-2.

⁶¹ Bei 8 Prozent Zins, einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren und einem Stromverbrauch von 460 TWh (S3, entsprechend dem Zielszenario aus BMWi 2014-1).

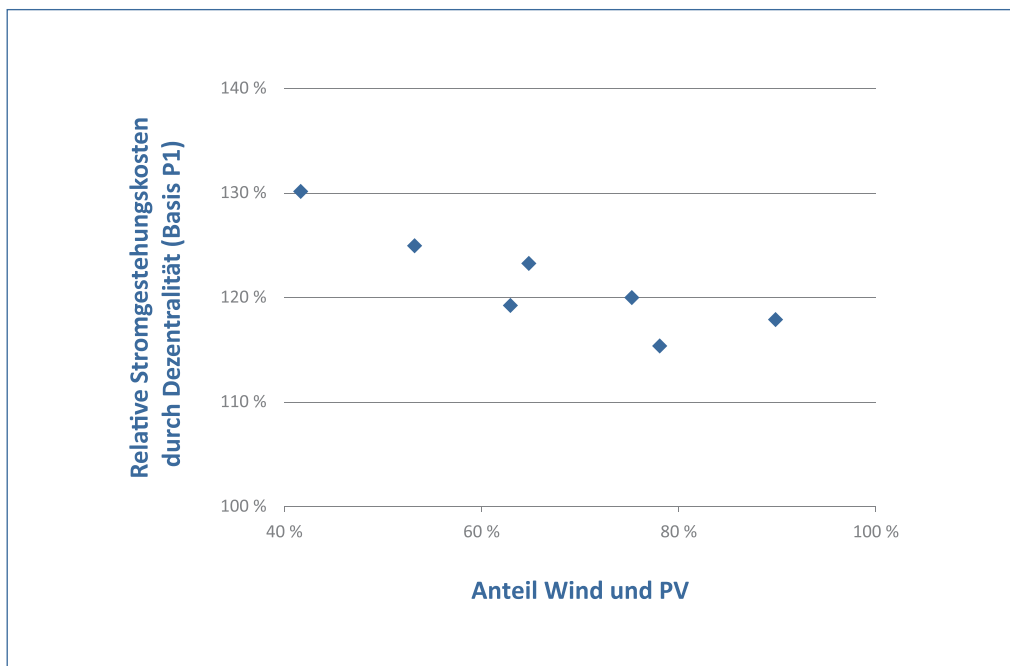


Abbildung 23: Relative Stromgestehungskosten bei Beschränkung auf dezentrale Anlagen sowie Aufteilung in drei Regionen in Bezug auf Stromversorgungssysteme mit idealem Netzausbau unter Referenzannahmen (P1)

Erdgas-GuD), so erhält man die in Abbildung 23 dargestellten Kostensteigerungen gegenüber dem Referenzfall.

Es zeigt sich, dass im Fall des ausschließlichen Gebrauchs dezentraler Technologien in Szenarien mit geringen Anteilen von Wind und PV die Stromgestehungskosten deutlicher steigen als in Szenarien mit hohen Anteilen. Unter Referenzannahmen kommen in diesen Szenarien in großem Umfang zentrale Erzeugungstechnologien zum Einsatz, für die es keine kostengünstigen dezentralen Alternativen gibt. Daher kommt die relativ kostenintensive geothermische Stromerzeugung in größerem Umfang zum Einsatz (bis zu 21 GW). Dezentrale Systeme lassen sich also bei geringen Anteilen von Wind und PV nur mit hohen Mehrkosten realisieren. Die Mehrkosten der Stromversorgung mit hoher Dezentralität gegenüber einem System mit idealem Netzausbau und unter Einsatz aller Technologien betragen circa 15 bis 30 Prozent. Dem steht, wie in Abschnitt 4.8 diskutiert, eine Präferenz der Bevölkerung für dezentrale Technologien gegenüber.

4.8 Welche Stromsysteme genießen hohe Akzeptanz in der Bevölkerung und warum?

Die folgenden Ergebnisse zur Akzeptanz sollten zusätzlich zu den Ergebnissen der Modellrechnungen bezüglich CO₂-Emissionen und Gesamtsystemkosten bei der Gestaltung des zukünftigen Energiesystems berücksichtigt werden.

Naturgemäß können Studien zur Akzeptanz nur die heutige Situation erfassen. Die gesellschaftliche Sicht auf die verschiedenen Technologien ändert sich jedoch im Laufe der Zeit und könnte sich im Jahr 2050 wesentlich von heute unterscheiden. Sich über die Zeit ändernde Wahrnehmungen und Einstellungen zur Nukleartechnologie sind ein gutes Beispiel.⁶² War die friedliche Kernenergienutzung, eingebettet in die Fortschrittsgläubigkeit der 1950er und frühen 1960er Jahre, zunächst positiv besetzt, etablierte sich dann ab circa 1970 eine überaus negative Einstellung, die sich im Verlauf

⁶² Renn 2005; Gassert 2011.

radikalisierte. Ab den 1990er Jahren sind nun – wenn auch nicht in mehrheitsfähigem Umfang – wieder vermehrt gemäßigte bis positive Stimmen zu vernehmen, die der Kernenergie im Rahmen des Klimawandels positive Attribute zuschreiben.

Für die meisten Technologien, die hier betrachtet werden, sind Forschung und Entwicklung und ein kontinuierlicher Ausbau über die nächsten Jahrzehnte erforderlich, um bis 2050 die angenommenen Wirkungsgrade und Kostensenkungen zu erreichen. Auch die Anpassung der Infrastruktur (zum Beispiel Netze) geht nur langsam vonstatten. Daher müssen die Weichen für die Weiterentwicklung der Stromversorgung bereits heute gestellt werden. Wird eine Technologie heute abgelehnt, so kann sich das auf ihre Chancen, 2050 in großem Maße eingesetzt zu werden, unter Umständen negativ auswirken.

Fundierte sozialwissenschaftliche Studien zur Akzeptanz eines Energieversorgungssystems auf Basis erneuerbarer Energien liegen noch nicht in ausreichendem Maße vor, um daraus valide Trendaussagen zur Transformation des Stromsystems ableiten zu können. Zwar existieren verschiedene Studien zur Akzeptanz verschiedener Technologien.⁶³ Es fehlen jedoch Studien zum integralen System der Energiewende. Unsicherheiten über die Transformation des Stromsystems können die lokale Akzeptanz von Projekten negativ beeinflussen, indem unter anderem deren Sinnhaftigkeit infrage gestellt wird.⁶⁴ Meinungsumfragen deuten darauf hin, dass die Mehrheit der Gesellschaft in Deutschland mit den ehrgeizigen Umwelt- und Klimaschutzziele sowie dem Beschluss zum Atomausstieg übereinstimmt. Von allen Energietechnologien haben die EE-Technologien die höchste Zustimmung. Verschiedene Um-

fragen ergeben eine Zustimmungsrate von 56 bis 92 Prozent.⁶⁵ Die relativ hohe Varianz weist auf externe Einflussgrößen (unter anderem Medientenor) oder methodische Probleme (zum Beispiel Erfassung punktueller Stimmungsbilder) bei den Umfragen hin. Dagegen weisen die bundesweiten Umfragen von TNS, die über mehrere Jahre hinweg vergleichbare Erhebungsinstrumente einsetzen, konstant hohe Akzeptanzwerte der EE auf.

Die Zustimmung zur Nutzung von Kohle und Kernenergie ist weiter rückläufig. So sprachen sich 2014 beispielsweise nur 22 Prozent der Bevölkerung in Deutschland für die Nutzung von Kohle aus. Der Bevölkerungsanteil, der die Nutzung von Kernenergie befürwortet, lag 2014 nur bei 17 Prozent. Im Vergleich zur Kohle und Kernenergie findet die Nutzung von konventionellem Erdgas eine deutlich höhere Zustimmung: 2014 befürworteten 48 Prozent der Bevölkerung die Nutzung dieses Energieträgers.⁶⁶

Die Akzeptanz von Energietechnologien wird sehr stark durch die Einschätzung des persönlichen und gesellschaftlichen Risikos bestimmt, welches von einer Technologie ausgehen kann. Dies prägt vor allem die kritische Haltung gegenüber sogenannten großtechnologischen Anwendungen wie der Atomkraft oder den Carbon-Capture-and-Storage-Technologien (CCS), die von der Gesellschaft als Risikotechnologien wahrgenommen werden.⁶⁷ Auf lokaler Ebene werden von Bürgerinitiativen aber auch gesundheitliche Risiken insbesondere durch WEA (Geräusche) und Höchstspannungsleitungen (Strahlung) diskutiert.

Die Zustimmung zu Erneuerbare-Energie-Anlagen ist generell auch dann hoch, wenn die Anlagen in der Nähe des

⁶³ Zum Beispiel TNS 2014; Hübner et al. 2012; TNS 2012; TNS 2013.

⁶⁴ Zum Beispiel Hübner/Hahn 2013.

⁶⁵ BMWi 2014-2; IEK-STE 2014.

⁶⁶ IEK-STE 2014.

⁶⁷ Pietzner/Schumann 2012.

eigenen Wohnorts errichtet werden sollen.⁶⁸ Dies gilt insbesondere für Solaranlagen (76 Prozent) und Windkraftanlagen (60 Prozent). Bioenergieanlagen in der Nachbarschaft werden weitaus kritischer bewertet (36 Prozent), finden aber immer noch eine viel höhere Zustimmung als Kohlekraftwerke (8 Prozent).⁶⁹ Gleichzeitig zeigt sich in Umfragen, dass die Akzeptanz bei Vorerfahrung, also wenn der oder die Befragte bereits in der Nähe einer EE-Anlage lebt, steigt.⁷⁰ Trotzdem stoßen viele Projekte der Energiewende, wie Windparks und Übertragungsleitungen, auf erheblichen Widerstand vor Ort. Treiber des Protestes sind dabei häufig regionale und lokale Naturschutzorganisationen, Bürgerinitiativen aber auch die Kommunen selbst.⁷¹ Die Anzahl der Widerstand leistenden Personen muss dabei nicht groß sein, kann aber für die Durchführung des Projektes von größerer Bedeutung sein als die (gegebenenfalls größere) Zahl der passiven Befürworter.⁷² Lokal organisierte Widerstände haben in der Vergangenheit im Rahmen von sogenannten Low Carbon Technologies wie zum Beispiel CCS bereits zur Aufgabe geplanter Vorhaben geführt.⁷³

Neben einer Veränderung des Landschaftsbildes, Auswirkungen auf Natur und Umwelt und technologiebezogenen Problemen wie zum Beispiel Lärm bei Windkraftanlagen oder Geruchsbelästigung und vermehrtes Verkehrsaufkommen durch Biomassetransport bei Biogasanlagen spielen bei der Akzeptanz gegenüber konkreten Projekten auch die Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit eine wichtige Rolle. Die Akzeptanz von Energieanlagen ist so auch davon abhängig, ob die Bürger den Planungs- und Umsetzungsprozess als ge-

recht, fair und transparent empfinden und ob sie die Verteilung von Nachteilen (Kosten, Lasten) und Vorteilen (zum Beispiel finanzieller Nutzen) als gerecht verteilt unter allen Betroffenen einschätzen.⁷⁴

Umfrageergebnisse zu Biogasanlagen zeigen, dass oft Informationsdefizite im Planungs- und Umsetzungsprozess gesehen werden.⁷⁵ Wichtig erscheint in diesem Zusammenhang, dass Transparenz über den Prozess – das heißt eine klare Kommunikation der Möglichkeiten und Grenzen der Mitbestimmung – eine unabdingbare Voraussetzung für gelingende Bürgerbeteiligung ist. Beteiligungsverfahren sind nicht geeignet, um im Nachgang Akzeptanz zu beschaffen. Sie sollten nicht eingesetzt werden, um für bereits getroffene Entscheidungen im Nachhinein Akzeptanz zu finden sondern nur dann, wenn es mehrere Handlungsoptionen gibt.⁷⁶ Die Gestaltung von Beteiligungsverfahren und der Kommunikation im Planungsprozess werden in einer weiteren ESYS-Analyse der Arbeitsgruppe „Gesellschaft“ im Detail diskutiert.⁷⁷

Insbesondere bezüglich der Höchstspannungsnetze und Windenergieanlagen werden seitens Bürgerinitiativen teilweise massive gesundheitliche Bedenken vorgebracht und die geltenden Immissionschutzrichtlinien als nicht ausreichend hinterfragt. In der Tat wurde bisher versäumt, die Wirksamkeit dieser Richtlinien zu überprüfen – woraus Unsicherheiten resultieren. Eine erste deutsche Studie zur Stresswirkung von WEA-Geräuschen – gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt – zeigte auf, dass trotz eingehaltener Immissionsschutzwerte rund zehn Prozent der Anwohner des untersuchten Windparks in Wilstedt stark durch die WEA-Geräusche belästigt

68 AEE 2012-1; AEE 2012-2.

69 AEE 2012-1.

70 AEE 2012-3; Wolsink 1994; Wolsink 2007.

71 Bruns/Ohlhorst 2012.

72 Zum Beispiel Hübner/Löffler 2013; Pohl et al. 2014; AEE 2012-2.

73 Dütschke et al. 2015.

74 Hübner 2011; Hübner/Pohl 2011.

75 BMU 2012.

76 Renn et al. 2014.

77 Renn 2015.

waren. Gemeinsam mit den Anwohnern konnte als Problemquelle eine hörbare Amplitudenmodulation eruiert werden. Der Anteil der Anwohner mit stressbedingten Symptomen nahm anschließend auf 6,5 Prozent ab – vermutlich auch, weil mit den Studienergebnissen die Unsicherheit über gesundheitliche Auswirkungen reduziert wurde.⁷⁸ Indem man vorhandenen Anwohnerklagen mit systematischen Untersuchungen begegnet, können Unsicherheiten abgebaut und gegebenenfalls Ansätze für technische Optimierungen erarbeitet werden.

Konflikte entstehen insbesondere auch dann, wenn ein grundsätzliches Misstrauen in Bezug auf die Motive des Infrastrukturausbaus besteht. So begründen Kritiker ihre Zweifel an der Notwendigkeit bestimmter Ausbauprojekte unter anderem damit, dass sie befürchten, dass Speicher oder Stromleitungen nicht für die Speicherung und den Transport von Strom aus Erneuerbaren, sondern für Strom aus Kern- oder Kohlekraftwerken gebaut werden sollen.⁷⁹

Die finanzielle Beteiligung der Anwohnerinnen und Anwohner kann die Akzeptanz eines EE-Projektes vor Ort erhöhen – wird teilweise aber auch als „Schweigegeld“ abgelehnt. Mögliche Realisierungsformen, die Teilhabe und aktive Mitgestaltung ermöglichen, sind Energiegenossenschaften oder Bürgerenergieanlagen.⁸⁰ Bundesweit gibt es bereits mehr als 1.000 Energiegenossenschaften, in denen sich über 140.000 Bürger engagieren.⁸¹ Bürgerschaftliche und genossenschaftliche Betreiberstrukturen wirken nicht nur bei Teilen der lokalen Bevölkerung akzeptanzsteigernd, sondern können auch insgesamt das gesellschaftliche Bild der erneuerbaren Energien in Deutsch-

land beeinflussen. Die Bedeutung dieser Betreiberstrukturen für die Akzeptanz der Energiewende und der Einfluss der letzten EEG-Reform auf diese Betreiberformen sollte wissenschaftlich untersucht werden. Wie Befragungen zu Windparks und Bioenergieanlagen zeigen, werden lokale Anlagen von einer Mehrheit der Bevölkerung vor Ort mitgetragen, zumal wenn zuvor Chancen zur Mitsprache bestanden haben. Kleine, dezentrale Anlagen werden von einem größeren Anteil der Befragten eher befürwortet als große zentralere Anlagen.⁸²

In Umfragen zur Akzeptanz von neuen Freileitungen gaben 44 Prozent der Befragten an, dass sie eine neue Freileitung in der Nähe ihres Wohnhauses akzeptieren würden, wenn sie dafür finanziell entschädigt würden.⁸³ Dagegen zeigte ein erster Versuch in Schleswig-Holstein, Bürger beim Netzausbau zu beteiligen, wenig Erfolg. Obwohl hier in einer projektbegleitenden Umfrage 32 Prozent der Befragten angaben, dass sie sich am Stromnetzausbau beteiligen würden,⁸⁴ zeichneten nur 142 (0,1 Prozent) von circa 160.000 angeschriebenen Haushalten die Bürgeranleihe Westküstenleitung, nachdem Verbraucherschützer davor gewarnt hatten.⁸⁵ Allerdings hatte bereits vorher in einer umwelt- und sozialpsychologisch basierten Befragung nur eine Minderheit der Anwohner in Trassennähe ein Interesse geäußert – unter anderem weil die Netzbeteiligung nicht als Entschädigung verstanden beziehungsweise die Rendite als zu gering dafür angesehen wurde.⁸⁶ Mit Ausnahme von Schleswig-Holstein stößt der Netzausbau auf vehementen Widerstand vor Ort. So gibt es bei der geplanten Nord-Süd-Trasse und Ost-West-Trasse Sammeleinsprüche von über 17.000 Einwohnern. In Schleswig-Holstein wurden

78 Pohl et al. 2014.

79 Hübner/Hahn 2013; Bruns et al. 2012.

80 Byzio et al. 2002; Mautz/Byzio 2005.

81 AEE 2014.

82 Ohlhorst 2009; Wüste 2012.

83 Schumann et al. 2013.

84 TenneT 2013-1.

85 TenneT 2013-2; Lochmaier 2013.

86 Hübner/Hahn 2013.

dagegen bisher weder Sammel- noch Verbandsklagen eingereicht. Gemeinsam mit zum Beispiel den Naturschutz- und Bauernverbänden konnten Lösungen erarbeitet werden, die aus deren Eingaben resultieren. Ermöglicht wurden die Kompromisse – wie auch ein intensiver Austausch mit anderen Interessensgruppen – auch durch einen intensiven, umfassenden Dialogprozess.⁸⁷

Weitere positiv wahrgenommene Auswirkungen, die die Akzeptanz steigern können, sind die Generierung von Arbeitsplätzen, die Stärkung des Selbstwirksamkeitsgefühls (das heißt des Gefühls, man könne als Person gezielt Einfluss auf die Dinge nehmen) und des Gemeinschaftsgefühls. Auch der Eindruck, einen Beitrag zum positiven Image des Ortes und zum Klimaschutz insgesamt zu leisten, fällt positiv ins Gewicht, ebenso wie eine größere Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und großen Energieversorgern.

Als ein Argument für EE-Anlagen werden positive Beiträge zu regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung diskutiert, also zusätzliche Wirtschaftskraft, die vor Ort in der Kommune verbleibt. Die konventionelle Energieerzeugung findet vor allem im Bereich Strom zentral an vergleichsweise wenigen Orten in Deutschland statt. Zudem muss ein Großteil der fossilen Energieträger wie Kohle, Erdgas und Öl importiert werden. Für eine konkrete Region bedeutet dies in der Regel, dass per Saldo ein Mittelabfluss für den Import der fossilen Energieträger oder der Endenergie stattfindet und kaum lokale Wertschöpfung (Gewinne, Steuern, Einkommen) generiert wird. Der dezentrale Charakter der meisten EE-Technologien könnte es hingegen ermöglichen, dass wesentliche Schritte der Wertschöpfungskette regional verteilt über ganz Deutschland angesiedelt werden. Dies betrifft im Grundsatz alle Wertschöpfungsschritte

außer der Produktion, die nach wie vor eher zentral und an wenigen Standorten erfolgen wird. Ob diese Wertschöpfungseffekte tatsächlich eintreten und ob sie von Dauer sind, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab und wird derzeit in der Fachwelt diskutiert. Zur Bewertung der gesamten Wertschöpfungsentwicklung sowie von Netto- und Substitutionseffekten auf regionaler wie nationaler Ebene ist weitere Forschung erforderlich.

Wie heute bereits zu beobachten ist, können die Konkurrenz um Potenziale regionaler Wertschöpfung sowie mögliche Nachteile durch den Netzausbau Konflikte im Hinblick auf eine gerechte Verteilung von Kosten und Lasten auch zwischen den Bundesländern, Regionen und Kommunen und nationaler Politik erzeugen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netzausbau finden im Spannungsfeld zwischen kommunalen und regionalen Initiativen und energiepolitischen Zielen der Bundesländer einerseits und der Notwendigkeit einer landesweiten Koordination und Abstimmung andererseits statt. Auf subnationaler Ebene ist eine Entwicklung zu beobachten, die als „Energiewende von unten“ charakterisiert wird. Die Initiativen umfassen vielfältige Aktivitäten, wie etwa die Gründung von Energiegenossenschaften, den Rückkauf der Verteilnetze (Rekommunalisierung) oder die Neugründung von Stadtwerken. Dazu gehören auch die Verabschiedung langfristiger kommunaler oder regionaler Energie- und Klimastrategien mit dem Ziel einer Vollversorgung aus erneuerbaren Energien. Mittlerweile haben in Deutschland mehr als 140 Kommunen oder Regionen eine vollständige Umstellung ihrer Energieversorgung auf erneuerbare Energien als Zielsetzung formuliert.⁸⁸ Offen ist die Frage, ob diese dezentralen Initiativen in Deutschland bereits eine Dezentralisierung der gesamten Systemarchitektur vorantreiben, ob sie

⁸⁷ Hübner/Hahn 2013; MELUR 2015.

⁸⁸ IdE 2014.

Insellösungen in einem ansonsten kaum veränderten System bleiben oder ob sie eine Fragmentierung des Gesamtsystems mit entsprechenden Konflikten verursachen.⁸⁹ Umstritten ist außerdem, welcher Grad an Zentralität oder Dezentralität für das gesamte Stromversorgungssystem in Deutschland optimal wäre.⁹⁰ Wenn ein stärker dezentrales System höhere Kosten mit sich bringt, so kann sich dies negativ auf die Akzeptanz in der Bevölkerung auswirken. Wenn zudem einkommensstärkere Haushalte stärker profitieren und einkommensschwächere Haushalte relativ stärker belastet werden, kann auch dies zu Akzeptanzproblemen führen. Allerdings ist auch zu betonen, dass von einem positiven Zusammenhang zwischen lokaler Akzeptanz und breiter ökonomischer Teilhabe zum Beispiel durch Bürgerenergieanlagen oder Genossenschaften auszugehen ist.

Diese Aspekte sind durch weitere Forschung noch vertieft zu untersuchen. In Abschnitt 4.7 werden aus technisch-wirtschaftlicher Sicht einige Aspekte eines mehr oder minder stark ausgeprägten Netzausbaus diskutiert. Thematisiert wird auch eine Fokussierung auf dezentrale, kleinere Anlagen.

Neben der allgemeinen gesellschaftlichen Akzeptanz von Technologien und politischen Maßnahmen und der Akzeptanz konkreter Projekte durch Betroffene vor Ort ist die sogenannte aktive Akzeptanz von Bedeutung, die über eine reaktive Duldung hinausgeht.⁹¹ Die aktive Akzeptanz beinhaltet zum Beispiel den Kauf von Technologien und ressourcenschonende Nutzung. Diese Form der aktiven Marktakzeptanz ist im Rahmen der Energiewende gerade für die dezentralen Technologien – etwa Elektromobilität, Photovoltaik oder Demand-Side-

Management – von hoher Bedeutung. Die passive Akzeptanz für diese Technologien ist meist hoch bis sehr hoch.⁹² Die aktive Akzeptanz ist jedoch von vielen weiteren Faktoren abhängig und bei den verschiedenen Technologien unterschiedlich ausgeprägt. Bei großen Investitionen spielen finanzielle Aspekte eine wichtige Rolle. Von hoher Relevanz sind aber zudem auch vielfältige psychologische⁹³ und soziale Aspekte, die einstellungsbildend sind und die Diffusion von Innovationen befördern oder hemmen können⁹⁴, wie zum Beispiel das Vertrauen in weitere beteiligte Akteure (zum Beispiel Handwerker bei Solaranlagen). Bei DSM zeigen Studien, dass die relevanten Faktoren für passive und aktive Akzeptanz je nach Gerätekategorie und Geschäftsmodell (DSM als Gesamtpaket lokaler Stromversorger versus Einzelverträge bei Neukauf) sehr unterschiedlich ausfallen können.⁹⁵ Aktuell ist die aktive Akzeptanz von DSM für viele Technologien kaum einschätzbar, da hier große, systematische empirische Studien (noch) fehlen. Dies betrifft in besonderem Maße die in dieser Untersuchung berücksichtigten Technologien Elektromobilität und PV-Speichersysteme.

In den meisten Varianten der Modellrechnungen kommen großenteils Technologien zum Einsatz, die eine hohe Akzeptanz genießen. So beträgt der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung in allen Szenarien über 45 Prozent. Erdgaskraftwerke, die ebenfalls eine hohe Akzeptanz genießen, kommen auch in großem Umfang zum Einsatz, während Kohlekraftwerke, abgesehen von dem Parametersatz mit CCS, keine Rolle spielen. Der gesellschaftlichen Vorliebe für eine dezentrale Versorgung mit kleinen Energieanlagen und wenig Netzausbau wurde

89 Ohlhorst et al. 2014.

90 Ohlhorst/Tews 2013.

91 Dethloff 2004.

92 TNS 2012; Demski et al. 2013.

93 Klöckner 2014.

94 Rogers 2003.

95 Demski et al. 2013; Mert et al. 2008.

in einigen Berechnungsvarianten Rechnung getragen. In Abschnitt 4.7 werden diese dezentralen Varianten mit zentraleren Versorgungsstrukturen und starkem Netzausbau verglichen.

Die vorhandenen wissenschaftlichen Untersuchungen zur Akzeptanz reichen nicht aus, um die vorgestellten Varianten der Stromversorgung umfassend zu bewerten und zu vergleichen. Während es Untersuchungen gibt, die verschiedene Stromerzeugungstechnologien miteinander vergleichen, so fehlen Untersuchungen zur Akzeptanz von Gesamtsystemen unter Berücksichtigung des gesamten Technologieportfolios inklusive Stromerzeugung, Speicher, Netze und DSM. Die Bewertung der Akzeptanz solcher Systemlösungen ist jedoch ein wichtiger Baustein bei der Gestaltung des zukünftigen Energiesystems und sollte ein Fokus von zukünftiger sozialwissenschaftlicher Forschung und der gesellschaftlichen Diskussion sein.

5. Fazit

Die Stromversorgung im Jahr 2050 setzt sich nicht wie bisher aus typischen Grundlast-, Mittellast und Spitzenlastkraftwerken zusammen. Sie wird im Wesentlichen dominiert von erneuerbaren Energien, deren Stromerzeugung fluktuiert (Wind und PV), ergänzt um Technologien, deren Stromerzeugung sich flexibel an die fluktuierende Einspeisung und den Bedarf anpasst (Kraftwerke, Speicher, abschaltbare Lasten). Ergänzt wird das System um Technologien, die Überschussleistung aufnehmen oder gewinnbringend nutzen können.

Eine kostenoptimale Zusammensetzung des Technologieparks aus diesen beiden Kategorien „fluktuierende Erzeuger“ (Wind, PV) und Flexibilitätstechnologien (zum Beispiel flexible Kraftwerke, Speicher, Demand-Side-Management etc.) ist der Schlüssel zu einer nachhaltigen Versorgung.

Power-to-Heat und flexibilisierte KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) mit ganzjährigem Wärmebedarf (industrielle KWK) sind sehr kostengünstige Flexibilitätsoptionen. Die Kopplung des Stromsystems mit dem Wärmemarkt ist deshalb von großer Bedeutung. In dem hier verwendeten Modellansatz konnten Technologien, die einen jahreszeitlich schwankenden Wärmebedarf bedienen, wie KWK-Anlagen zur Heizwärmeerzeugung und Wärmepumpen, nicht berücksichtigt werden. Hier sind detailliertere Untersuchungen erforderlich. Auch Maßnahmen zum Demand-Side-Management (DSM) sind relativ kostengünstig und von großer Bedeutung für das System.

Es zeigt sich, dass im Sinne der Klimaschutzziele eine Betrachtung des Gesamtsystems unter Einbeziehung aller Verbrauchssektoren notwendig ist. Auf der Zeitachse spielt zunächst die Einbindung der Wärmeversorgung die wichtigste Rolle, weil hier einerseits erhebliche CO₂-Senkungspotenziale liegen und andererseits viele technische Lösungsansätze zur Verfügung stehen. Zugleich erhöhen sich durch eine engere Verknüpfung von Stromerzeugung und Wärmeversorgung die notwendigen Flexibilisierungsoptionen für Stromerzeugung und -nutzung signifikant (Power-to-Heat, KWK). Darauf folgende Schritte sind notwendig, um industrielle Prozesse und den Mobilitätssektor in die ganzheitliche Betrachtung einzubeziehen. Entsteht beispielsweise aus diesen Sektoren heraus auf der Zeitachse ein substanzieller Bedarf an synthetischen (aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellten) Kraftstoffen oder Einsatzstoffen für die Industrie, so ergeben sich nicht nur zusätzliche Anforderungen an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sondern in Bezug auf die Verwendung von Überschussstrom möglicherweise auch signifikante Synergiepotenziale.

Kurzzeitspeicher mit Speicherdauern im Bereich einiger Stunden kommen in allen für 2050 betrachteten Fällen in einem Umfang bis knapp 10 GW zum Einsatz. Wenn Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen für Netzregelungsaufgaben genutzt werden können und Demand-Side-Management-Maßnahmen in den verschiedenen Sektoren zum Einsatz kommen, ist es nicht nötig, zusätzliche Speicher eigens für diese Aufgaben

zu errichten. Zusätzliche Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke sind dann auch bei sehr ambitionierten CO₂-Einsparzielen nicht zwingend notwendig. Dies gilt allerdings nur unter der Annahme, dass in großem Umfang DSM-Potenzial zur Verfügung steht, das sich aus lokalen Speichern, Vehicle-to-grid-Konzepten, häuslichem Wärmesektor, Steuerung von Haushaltsgeräten (Waschmaschinen, Kühlschränke etc.) sowie DSM-Maßnahmen in der Industrie zusammensetzt. Diese Aussagen gelten immer unter dem Vorbehalt, dass eine ökonomische Optimierung für das Gesamtsystem der Stromversorgung Deutschlands vorgenommen wird, die die Minimierung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten zum Ziel hat. Kommt es zu einer starken Dezentralisierung der Energieversorgung mit lokaler Energieautonomie, so wird der Speicherbedarf erheblich wachsen, die Energieversorgung in Deutschland insgesamt aber auch teurer werden. Netzengpässe, vor allem im Verteilnetz, und Flexibilitätsbedarfe unterhalb einer Stunde – beides im Modell nicht abgebildet – können ebenfalls den Speicherbedarf erhöhen.

Langzeitspeicher, also Speicher, die einen Ausgleich im Bereich von ein bis vier Wochen herstellen, können heute absehbar nur durch Gasspeichersysteme realisiert werden, also Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Kavernen oder Methanspeicherung in Kavernen oder im Gasnetz. Der Bedarf an Langzeitspeichern ergibt sich bei Stromsystemen mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung und ambitionierten Klimaschutzzielen insbesondere durch ausgedehnte Dunkelflauten, also Wetterperioden mit wenig Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik. Bei weniger ambitionierten Klimaschutzzielen werden anstatt von Langzeitspeichern Gaskraftwerke eingesetzt. Nur bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems haben Langzeitspeicher einen signifikanten

Anteil an den Gesamtsystemkosten. Die installierte Leistung (Entladeleistung) beträgt in den betrachteten Stromsystemen 1 bis 10 GW bei einer CO₂-Reduktion um 90 Prozent gegenüber 1990 und 10 bis 50 GW bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems. Durch den Einsatz von Langzeitspeichern kann auch die Importabhängigkeit reduziert werden, da Überschussenergie aus Wind und PV genutzt werden kann. So kommen in den hier betrachteten Stromsystemen bei der Vorgabe, nur heimische Energieträger zu nutzen, in allen Szenarien 10 bis 40 GW Wasserstoffspeicher zum Einsatz.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke wesentlich weitgehender vorangetrieben werden kann als dies in den meisten Studien angenommen wird. Auch ein tägliches Ein- und Ausschalten von Braunkohlekraftwerken ist grundsätzlich machbar, sodass solche Kraftwerke durchaus nicht nur als Grundlastkraftwerke gefahren werden können.

Bei CO₂-Reduktionen von bis zu 90 Prozent kommt den konventionellen Kraftwerken in den Modellrechnungen grundsätzlich eine wichtige Rolle zu, die sich aus dem erheblichen Flexibilisierungspotenzial ergibt. Auch in einem 100-Prozent-Reduktionsszenario spielen konventionelle Kraftwerksblöcke eine Rolle, dann allerdings die Gas- und GuD-Kraftwerke zur Ausspeicherung der Gasspeichersysteme mit EE-Gas. Auch hier ist die Flexibilität von zentraler Bedeutung.

Kohlekraftwerke ohne CCS kommen im Jahr 2050 nur bei weniger ehrgeizigen CO₂-Minderungszielen (80 Prozent gegenüber 1990) zum Einsatz. Bestehende Kohlekraftwerke spielen vor dem Hintergrund von Versorgungssicherheit und Systemstabilität jedoch in der Transformationsphase des Stromsystems noch eine wichtige Rolle, dies allerdings mit abnehmenden Volllaststundenzahlen.

Braunkohle mit CCS ist nach den getroffenen Annahmen zwar eine kostengünstige Option der CO₂-Vermeidung (ein bis zehn Prozent günstiger als vergleichbare Szenarien ohne CCS), stößt aber in Deutschland aktuell auf geringe gesellschaftliche und politische Akzeptanz. Als alternative Grundlastoptionen (so diese überhaupt noch benötigt werden) stehen der Ersatz durch Geothermie und Importe aus konzentrierter Solarthermie (CSP) zur Verfügung. Die Kosten der geothermischen Stromerzeugung müssten gegenüber heutigen Pilotanlagen um circa 70 Prozent sinken, um vergleichbare Gesamtsystemkosten zu erreichen. Der Import von CSP-Strom ist unter den getroffenen Annahmen in vielen Szenarien, in denen diese Technologieoption zugelassen wurde, wettbewerbsfähig und erweitert die Handlungsmöglichkeiten zur Aufrechterhaltung eines stabilen und wirtschaftlichen Stromsystems. Hier muss vor allem geklärt werden, ob neben der hier betrachteten Punkt-zu-Punkt-Verbindung der Stromtransport kostengünstig über das von der EU angestrebte europäische Übertragungsnetz erfolgen kann. Damit hängt die Realisierbarkeit dieser Option eng mit der generellen Akzeptanz des Netzausbaus und der Entwicklung eines europäischen Energiebinnenmarktes zusammen.

Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) spielen in allen Szenarien für die Verstromung im Jahr 2050 eine zentrale Rolle. Sie werden je nach den Rahmenbedingungen mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff (als Teil von Gasspeichersystemen) betrieben. Brennstoffflexible Feuerungen würden eine sukzessive Umstellung auf CO₂-ärmere Brennstoffe entsprechend den steigenden CO₂-Minderungszielen ermöglichen. Für die Entwicklung solcher Feuerungen sind F&E-Anstrengungen erforderlich. Wenn in den nächsten Jahren oder Jahrzehnten neue Kraftwerkskapazitäten benötigt werden –

diese Kraftwerke werden großenteils 2050 noch in Betrieb sein – so sollten bevorzugt brennstoffflexible Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke errichtet werden. Dieses steht jedoch in Widerspruch zu der aktuell geringen Wirtschaftlichkeit gerade dieser Anlagen und unterstreicht die Bedeutung geeigneter Rahmensetzungen (zum Beispiel Strommarktdesign und CO₂-Zertifikatehandel). Diese müssen so ausgestaltet werden, dass sich der Betrieb von aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Anlagen auch betriebswirtschaftlich lohnt.

Biogasverstromung kommt ab einem Emissionsreduktionsziel von 90 Prozent gegenüber 1990 in fast allen Berechnungsfällen zum Einsatz. Auf den Einsatz von Biogas zur Stromversorgung kann nicht verzichtet werden, es sei denn, der Anteil an Wind und PV ist sehr hoch oder solarthermische Kraftwerke oder Braunkohle-CCS stehen zur Verfügung. Eine besonders große Rolle spielt Biomasseverstromung in Szenarien, die ganz bewusst auf ein hohes Maß an Dezentralität des Systems setzen, bei einer Minimierung der Importabhängigkeit und nicht zuletzt auch in Fällen, bei denen eine vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung gefordert wird. In den meisten Fällen werden die angenommenen Potenziale für Biogas weitgehend ausgeschöpft. Grundsätzlich sind bei der Biomassenutzung – außer wenn Abfallstoffe genutzt werden – die Nutzungskonkurrenzen zur Nahrungsmittel- und Futterbereitstellung und zur stofflichen Verwertung (zum Beispiel Baustoffe, Einsatzmaterialien in der chemischen Industrie) zu berücksichtigen. Einer ganzheitlichen sektorenübergreifenden Biomassestrategie zur korrekten Einschätzung der nachhaltig nutzbaren Potenziale und deren Verteilung auf alle Nutzungsarten kommt daher eine hohe Bedeutung zu. Hierbei sind auch die Umweltrisiken und die Treibhausgasemissionen der Biomassebereitstellung, die bei Agrarbiomasse erheblich

sein können, zu berücksichtigen. Bioenergieanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung wie zum Beispiel Holzheizkraftwerke und Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung im Blockheizkraftwerk konnten aufgrund von Modellbeschränkungen nicht berücksichtigt werden. Eine abschließende Bewertung verschiedener Bioenergie-technologien erfordert daher weitergehende Untersuchungen.

Unter Annahme der maximal möglichen Kostendegression für Windenergie kann über die Szenarien hinweg eine Senkung der Stromgestehungskosten von 10 bis 30 Prozent gegenüber den Stromgestehungskosten mit Referenzkostenannahmen erreicht werden. Windenergie spielt als zentrale kostengünstige erneuerbare Energieoption damit im Jahr 2050 eine wichtige Rolle.

Photovoltaik spielt eine wichtige Rolle in allen betrachteten Zukunftsszenarien. Photovoltaik bietet zusammen mit der Onshore-Windenergie die günstigsten Stromgestehungskosten aller betrachteten EE-Technologien und besitzt eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz in allen Regionen Deutschlands. Haushalte mit PV-Speichersystemen bieten ein hohes Potenzial für DSM zur Stabilisierung der Netze.

Eine hohe CO₂-Reduktion bei gleichzeitiger signifikanter Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten kann ohne den Einsatz von Braunkohle-CCS nur bei einem hohen Anteil von Wind und PV erreicht werden. Im Umkehrschluss wäre eine solche Importunabhängigkeit bei niedrigeren Anteilen von Wind und PV durch den Einsatz von Braunkohle-CCS zu erreichen.

Eine Steigerung der Emissionsreduktion von 80 Prozent auf 90 Prozent gegenüber 1990 führt je nach zugrunde gelegtem Szenario zu Mehrkosten von 5 bis 10 €/MWh (7 bis 15 Prozent). Eine

Steigerung der Emissionsreduktion von 90 Prozent auf 100 Prozent bringt Mehrkosten von 10 bis 20 €/MWh (15 bis 30 Prozent) mit sich, wenn keine Kosten für CO₂-Zertifikate eingerechnet werden. Mehr Klimaverträglichkeit verursacht dementsprechend vordergründig höhere Kosten. Je nach Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in einem funktionierenden europäischen Emissionshandel könnten diese Kosten aber ganz oder teilweise kompensiert werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass es eine Vielzahl an Optionen für die Systemzusammensetzung mit ähnlichen Vollkosten gibt. Sollte beispielsweise ein aus reiner Kostensicht sinnvoller starker Ausbau von Windenergie und PV nicht in diesem Maße umsetzbar sein, so wäre, unter der Voraussetzung substanzieller Kostendegressionen, eine stärkere Nutzung von Geothermie möglich. Eine andere Option wäre die solarthermische Stromerzeugung – unter der Annahme, dass die infrastrukturellen Möglichkeiten für einen Import (zum Beispiel durch eine europäische Markt- und Netzintegration) geschaffen werden können. Um die Umsetzbarkeit dieser Möglichkeiten zu gewährleisten beziehungsweise zu prüfen, ist entsprechende Vorlauftforschung notwendig.

Die Analysen zeigen, dass eine Aufspaltung Deutschlands in verschiedene separat optimierte Regionen die Kosten des Flexibilitätsparcs erhöht. Diesen Mehrkosten müssen die unterschiedlichen Netzausbaukosten für die beiden Fälle gegenübergestellt werden. Es sollten demnach systematische Untersuchungen durchgeführt werden, wie unterschiedliche Netzausbaugrade die Gesamtsystemkosten beeinflussen.

Die Zusammensetzung der zukünftigen Energieversorgung wird entscheidend von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängen. Meinungsumfragen zufolge haben die EE-Technologien die höchste

Zustimmung von allen Energietechnologien. Kleine, dezentrale Anlagen werden gegenüber großen, eher zentralen Anlagen bevorzugt. Erfahrungen zeigen, dass insbesondere eine stärkere Beteiligung an Entscheidungsprozessen und eine stärker auf Teilhabe ausgerichtete Energieversorgung notwendig erscheinen. Diesbezüglich sind neue Modelle zu entwickeln und zu erproben. Insgesamt ist der Wissensstand in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz weiter auszubauen. Vor allem sind weitere empirische Untersuchungen zur quantitativen Beurteilung durchzuführen.

Forschung und Entwicklung spielen sowohl für marktnahe wie marktferne Technologien für den Umbau des Energie- und insbesondere des Stromsystems eine zentrale Rolle. Bei allen Technologien muss in Forschung investiert werden; dies gilt nicht nur für die Technologien selbst, sondern auch für ihre Systemeinbindung. Nur so können neue Technologieansätze zur Marktreife gelangen, die ein langfristiges Potenzial für niedrigere Stromgestehungskosten und beispielsweise eine bessere Flächenausnutzung haben oder die Systemintegration verbessern helfen. Für einige Technologien (Geothermie, CSP, einige Speicheroptionen) müssten die Kostenreduktionspotenziale noch erschlossen werden, die nur durch größere Produktionsmengen bis hin zur Massenproduktion zu erzielen sind. Für Wind und PV ist diese Eintrittsschwelle – unter anderem durch die bisherige EEG-Förderung in Deutschland – überschritten: Die Technologien haben sich am Markt insbesondere auch weltweit etabliert, ein weiterer Ausbau ist wahrscheinlich. Forschung und Entwicklung sind auch für diese heute bereits etablierten Technologien weiterhin notwendig, zum Beispiel um Effizienzen zu steigern, den Materialeinsatz zu reduzieren, die Nutzung seltener Materialien zu vermeiden oder ein besseres „Design-to-Recycling“ zu erreichen. Zu den Kostensenkungsmöglichkeiten durch die Vergrößerung der Produk-

tionsmengen und die Anwendung neuer Technologieansätze kommen signifikante Potenziale durch die evolutionäre Weiterentwicklung von zum Beispiel PV und Windenergie hinzu. Forschungsbedarf besteht auch in der Entwicklung von einerseits praktikablen, andererseits aber auch hinreichend differenzierten Methoden für die Erstellung von Ökobilanzen, um Systemeffekte angemessen abbilden und den ökologischen Nutzen der verschiedenen Technologien ganzheitlich erfassen und bewerten zu können.

6. Anhang

6.1 Technologieparameter für die Modellrechnungen

6.1.1 Konventionelle Kraftwerke und Biomassekraftwerke

	Dampfturbinen- kraftwerk (DT), Steinkohle, 600 MW	DT, Trocken- braunkohle, 600 MW	DT, Trocken- braunkohle, 600 MW inkl. CCS	Gasturbine
Wirkungsgrad (Bestpunkt) in %	50 %	50 %	42 %	46 %
Investition in EUR pro GW _{el}	1.400.000.000 €	1.800.000.000 €	2.700.000.000 €	375.000.000 €
Abschreibungsdauer in Jahren	40	40	40	33
Betriebskosten pro Investition und Jahr	1,0 %	1,5 %	1,5 %	3,5 %
Wartungskosten pro Investition und Jahr	1,6 %	1,8 %	1,8 %	0,0 %
Kaltstartkosten pro GW _{el} und Vorgang	60.000 €	30.000 €	30.000 €	25.000 €
Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird in h	24	24	24	24
Warmstartkosten pro GW _{el} und Vorgang	40.000 €	20.000 €	20.000 €	17.500 €
Brennstoffkosten pro GWh _{th}	16.000 €	1.500 €	1.500 €	33.100 €
Spez. CO ₂ -Emission in t/GWh _{th}	342	410,4	32,8	201,6
Maximal zur Verfügung stehende Primärenergie in GWh _{th} /a	-	420.000	420.000	-

	Gasturbine, Biogas	Gas- und Dampf- kraftwerk (GuD)	GuD, Biogas	Motoren- kraftwerk
Wirkungsgrad (Bestpunkt) in %	46 %	64 %	64 %	45 %
Investition in EUR pro GW _{el}	375.000.000 €	700.000.000 €	700.000.000 €	475.000.000 €
Abschreibungsdauer in Jahren	33	33	33	25
Betriebskosten pro Investition und Jahr	3,5 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %
Wartungskosten pro Investition und Jahr	-	-	-	2,5 %
Kaltstartkosten pro GW _{el} und Vorgang	25.000 €	120.000 €	120.000 €	30.000 €
Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird in h	24	24	24	24
Warmstartkosten pro GW _{el} und Vorgang	17.500 €	60.000 €	60.000 €	5.000 €
Brennstoffkosten pro GWh _{th}	54.090 €	33.100 €	54.090 €	33.100 €
spez. CO ₂ -Emission in t/GWh _{th}	-	201,6	-	201,6
Maximal zur Verfügung stehende Primärenergie in GWh _{th} /a	100.000	-	100.000	-

	Motorenkraftwerk, Biogas	Industrielle KWK, 1 MW	Holz-KW, 5 MW
Wirkungsgrad (Bestpunkt) in %	45 %	77 % ⁹⁶	38 %
Investition in EUR pro GW_{el}	475.000.000 €	750.000.000 €	3.870.000.000 €
Abschreibungsdauer in Jahren	25	25	25
Betriebskosten pro Investition und Jahr	3,0 %	1,0 %	1,4 %
Wartungskosten pro Investition und Jahr	2,5 %	8,0 %	2,0 %
Kaltstartkosten pro GW_{el} und Vorgang	30.000 €	30.000 €	70.000 €
Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird in h	24	24	24
Warmstartkosten pro GW_{el} und Vorgang	5.000 €	5.000 €	35.000 €
Brennstoffkosten pro GWh_{th}	54.090 €	33.100 €	16.905 €
Spez. CO₂-Emission in t/GWh_{th}	-	201,6	-
Maximal zur Verfügung stehende Primärenergie in GWh_{th} /a	100.000	-	30.000

⁹⁶ Unter Berücksichtigung der Wärmeauskopplung.

6.1.2 Geothermie

	Referenz	Fortschritt
Wirkungsgrad bei Nennleistung (Stromerzeuger)	14 %	17 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Anlagenleistung in GW_{el} (Stromerzeuger)	32,5	32,5
Potenzialbegrenzung auf die verbrauchte Primärenergie in $\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$	1.925.926	1.925.926
Thermischer Speicherwirkungsgrad	98 %	98 %
Investition pro GW_{el} (obertägige Anlage)	4.527.000.000 €	3.600.000.000 €
Investition Reservoir-Erschließung pro GW_{el}	4.750.000.000 €	1.500.000.000 €
Abschreibungsdauer in Jahren	35	35
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition und Jahr	3,5 %	2,0 %
Investition pro GWh_{th}	11.500.000 €	11.500.000 €
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition (therm. Speicher) und Jahr	2,0 %	2,0 %

6.1.3 Solarthermie

	Referenz	Fortschritt
Wirkungsgrad HGÜ	87 %	87 %
Abschreibungsdauer HGÜ in Jahren	40	40
Länge HGÜ in km (Standort Marokko)	2600	2600
Investition HGÜ pro GW und km	325.000 €	250.000 €
Wirkungsgrad Turbine (Dampf->Strom)	45 %	45 %
Wirkungsgrad Zufeuerung (Erdgas->Strom)	48 %	50 %
Gesamt-Solarwirkungsgrad (Solar->Strom)	20,5 %	22,0 %
Eigenbedarf	10 %	10 %
Thermischer Speicherwirkungsgrad	98 %	98 %
Investition Powerblock pro GW_{el}	670.000.000 €	590.000.000 €
Investition Speicher pro GWh_{th}	13.500.000 €	11.000.000 €
Investition Solarfeld pro m^2	68 €	55 €
Abschreibungsdauer CSP-Anlage in Jahren	30	30
Jahresmittel der solaren Einstrahlung in W/m^2	335	335
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition und Jahr	2 %	2 %
Contingencies	27 %	25 %
Brennstoffkosten Zufeuerung je Heizwert pro GWh_{th}	33.100 €	33.100 €
Spez. CO_2 -Emissionen Zufeuerung je Heizwert in $\text{t}/\text{GWh}_{\text{th}}$	201,6	201,6

6.1.4 Speicher

	Pumpspeicher	CAES	Wasserstoff- speicher	Methanspeicher, Gasturbine
Ausspeicherwirkungsgrad	89 %	78 %	58 %	46 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Ausspeicherleistung in GW _{el}	-	-	-	-
Investition Ausspeichereinheit pro GW _{el} (bei Technologien mit Umrichter gleich 0)	438.000.000 €	351.000.000 €	375.000.000 €	375.000.000 €
Abschreibungsdauer Ausspeichereinheit in Jahren	40	40	32,5	32,5
Einspeicherwirkungsgrad	88 %	87 %	78 %	66 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Einspeicherleistung in GW _{el}	-	-	-	-
Investition Einspeichereinheit pro GW	412.000.000 €	299.000.000 €	200.000.000 €	800.000.000 €
Abschreibungsdauer Einspeichereinheit in Jahren	40	40	17,8	25
Potenzialbegrenzung auf die installierte Kapazität in GWh (brutto)	100	88	-	-
Minimaler Ladezustand (Anteil der Bruttonennkapazität)	-	60 %	35 %	35 %
Maximale Zyklenzahl (Ladungsumsätze bzgl. Bruttonennkapazität)	-	100.000	100.000	100.000
Investition Speichereinheit pro GWh brutto gespeichert (0 bei festem Verhältnis aus Ein- und Ausspeicher- leistung, Kosten stehen dann für die gesamte Anlage bei Investition Einspeichereinheit)	50.000.000 €	23.000.000 €	450.000 €	200.000 €
Abschreibungsdauer Speichereinheit in Jahren	40	40	40	40
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition und Jahr	1,2 %	1,0 %	3,5 %	2,5 %
Minimal zulässiges E2P-Verhältnis bzgl. Bruttonennkapazität	-	-	-	-
Maximal zulässiges E2P-Verhältnis (brutto E2P, das heißt bzgl. Bruttonennkapazität)	-	-	-	-
festes Verhältnis der Ein- zur Ausspeicherleistung	-	-	-	-
Festes Verhältnis der Einspeicherleistung zur Kapazität	-	-	-	-

	Methan- speicher GuD	Generische Batterie	Kombinierte DSM für Haushalte	GHD DSM	DSM- Industrie
Ausspeicherwirkungsgrad	64 %	95 %	100 %	100 %	100 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Ausspeicherleistung in GW_{el}	-	-	65	-	-
Investition Ausspeichereinheit pro GW_{el} (bei Technologien mit Umrichter gleich 0)	700.000.000 €	-	-	-	-
Abschreibungsdauer Ausspeichereinheit in Jahren	32,5	-	-	-	-
Einspeicherwirkungsgrad	66 %	95 %	100 %	100 %	100 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Einspeicherleistung in GW_{el}	-	-	65	1,9	0,3
Investition Einspeichereinheit pro GW	800.000.000 €	45.000.000 €	25.000.000 €	25.000.000 €	-
Abschreibungsdauer Einspeichereinheit in Jahren	25	30	10	10	-
Potenzialbegrenzung auf die installierte Kapazität in GWh (brutto)	-	-	130	0,7	6,8
Minimaler Ladezustand (Anteil der Bruttonennkapazität)	35 %	-	-	-	-
Maximale Zyklenzahl (Ladungsumsätze bzgl. Bruttonennkapazität)	100.000	12.000	-	-	-
Investition Speichereinheit pro GWh brutto gespeichert (0 bei festem Verhältnis aus Ein- und Ausspeicherleistung, Kosten stehen dann für die gesamte Anlage bei Investition Einspeichereinheit)	200.000 €	150.000.000 €	-	-	-
Abschreibungsdauer Speichereinheit in Jahren	40	25	-	-	-
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition und Jahr (pro GW Entladeleistung)	2,5 %	1,0 %	60,0 %	40,0 %	30.000.000 €
Minimal zulässiges E2P-Verhältnis bzgl. Bruttonennkapazität	-	0,1	-	-	-
Maximal zulässiges E2P-Verhältnis (brutto E2P, das heißt bzgl. Bruttonennkapazität)	-	-	-	-	-
Festes Verhältnis der Ein- zur Ausspeicherleistung	-	1	1	2,7	0,1
Festes Verhältnis der Einspeicherleistung zur Kapazität	-	-	0,5	2,7	0,04

6.1.5 Power-to-X

	Power-to-Gas	Power-to-Heat
Wirkungsgrad bei Nennleistung	66 %	100 %
Potenzialbegrenzung auf die installierte Anlagenleistung in GW_{el}	-	10
Investition pro GW_{el}	800.000.000 €	70.000.000 €
Abschreibungsdauer in Jahren	25	15
Wartungs- und Betriebskosten pro Investition und Jahr	3 %	2 %
Kosten des Primärbrennstoffs je Heizwert pro GWh_{th}	33.100 €	36.778 €
Spezifische CO_2 -Einsparung je Heizwert durch Endprodukteinsatz in $\text{t}/\text{GWh}_{\text{th}}$	201,6	224
Potenzialbegrenzung auf den Heizwert der abgenommenen Primärenergie in GWh_{th}	-	78.000

6.2 Berechnungsmodell

Die Residuallast wird gemäß der in Kapitel 2.1.2 dargestellten Vorgehensweise ermittelt. Auf dieser Basis erfolgt mittels einer Berechnungsroutine eine Zuordnung von Flexibilitätstechnologien zur Deckung der Residuallast. Dieses Verfahren wird so lange angewandt, bis die Residuallast zu jedem Zeitpunkt des Jahres vollständig abgedeckt und eine ausgeglichene Bilanz von Erzeugung und Verbrauch gewährleistet ist. Im Folgenden werden die Modellierung der Technologien sowie die Berechnungsroutine zur Technologiezuordnung beschrieben.

6.2.1 Modellierung der Flexibilitätstechnologien

Auf Basis der Erkenntnisse aus den Fachgruppen wurden in dem in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Algorithmus 24 Flexibilitätstechnologien hinterlegt. Diese Technologien lassen sich in die vier Gruppen „Flexible Erzeuger“, „Flexible Erzeuger mit Zwischenspeicher“, „Speicher“ und „Power-to-X“ einteilen. Die einzelnen Gruppen werden nachfolgend beschrieben und spezifische Merkmale für die Abbildung im Modell aufgeführt.

Jede Komponente wird charakterisiert durch ihre technologiespezifischen Investitionskosten, Lebensdauer und Betriebs- und Wartungskosten. Zudem fließen die in Tabelle 4 aufgeführten zentralen Annahmen, die einheitlich für alle Komponenten gelten, in die Berechnungen ein.

Flexible Erzeuger

Als flexible Erzeuger (Abbildung 24) werden die folgenden Kraftwerke modelliert: Dampfturbinenkraftwerke mit Steinkohle und Braunkohle, Gasturbinenkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke und Motorenkraftwerke je mit Erdgas- oder Biogasspeisung, industrielle Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Holzkraftwerke. Bei diesem Kraftwerkstyp wird aus einem Primärenergieträger in einem Verbrennungsprozess Wärme erzeugt, die in einem Energiewandler (zum Beispiel Turbine) zu Strom umgewandelt wird. Technisch charakterisiert werden diese Anlagen durch ihren Wandlungswirkungsgrad und ihre spezifischen CO_2 -Emissionen. Als ökonomische Parameter gehen Brennstoffkosten, Investitionskosten in Verbindung mit einer Anlagenlebensdauer sowie Betriebs- und Wartungskosten (inklusive Startkosten) mit in die Berechnung ein. Jeder Anlagentyp kann im Modell mit einer Potenzialgrenze für die installierbare Leistung sowie für die eingesetzte Primärenergie hinterlegt werden.

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) werden anteilig nur die Brennstoff- und CO_2 -Kosten eingerechnet, die der Strombereitstellung zuzuschreiben sind. Allerdings werden die vollen Investitionskosten angesetzt, da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die KWK-Anlage zusätzlich zu einem bereits existierenden Heizkessel installiert wird.

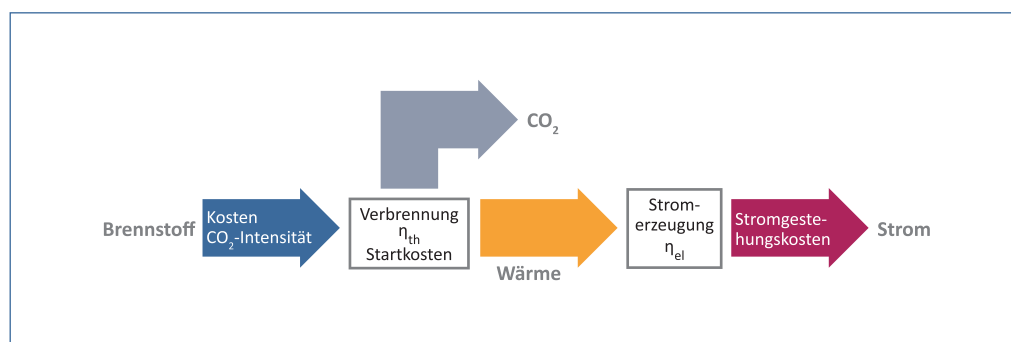


Abbildung 24: Vereinfachte schematische Darstellung der Implementierung von flexiblen Erzeugern

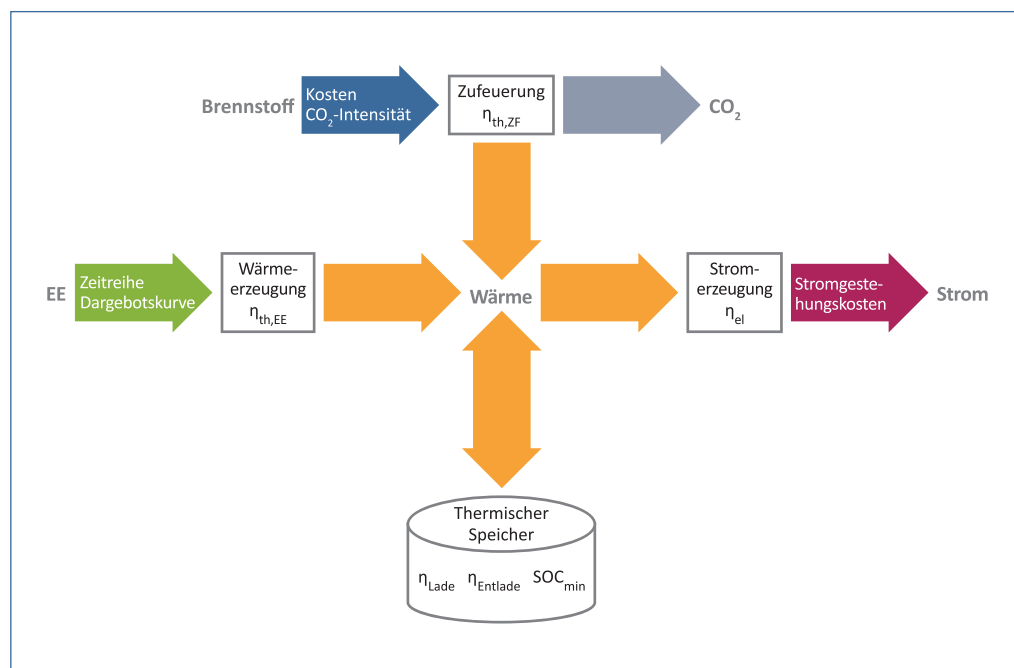


Abbildung 25: Vereinfachte schematische Darstellung der Implementierung von flexiblen Erzeugern mit Zwischenspeichern

Flexible Erzeuger mit Zwischenspeicher

Als „Flexible Erzeuger mit Zwischenspeicher“ (Abbildung 25) sind solarthermische und geothermische Anlagen zur Stromerzeugung modelliert. Im einfachsten Fall wird aus einer primären erneuerbaren Wärmequelle (die bei Solarwärme zeitlichen Schwankungen unterliegt) mithilfe eines Wandlungsprozesses Strom erzeugt. Im Gegensatz zum Typ „Flexible Erzeuger“ können diese Anlagen zusätzlich über einen Zwischenspeicher für Wärme und über eine Zufuhrungseinheit verfügen. Diese Zusatzeinheiten erhöhen die Freiheitsgrade in der Auslegung der Größe des Kollektorfeldes (Solarkollektor oder Erdwärmekollektor) und werden im Modell je nach Bedarf in ihrer Größe optimiert.

Technisch charakterisiert werden diese Anlagen durch ihren Wandlungswirkungsgrad, Wirkungsgrade und Restriktionen des thermischen Speichers und der Zufuhrung sowie die spezifischen CO₂-Emissionen der Zufuhrungseinheit. Brennstoffkosten der Zufuhrung, Investitionskosten für das Kollektorfeld,

die Energiewandlungseinheit, den thermischen Speicher und die Zufuhrung in Verbindung mit der Anlagenlebensdauer sowie Betriebs- und Wartungskosten bilden den Satz der ökonomischen Parameter. Jeder Anlagentyp kann im Modell mit einer Potenzialgrenze für die thermische Primärenergie, die installierbare elektrische Leistung sowie mit einer Begrenzung für den Anteil der Zufuhrung hinterlegt werden.

Speicher und Demand-Side-Management

Mit dem Anlagentyp „Speicher“ (Abbildung 26) werden die Großspeichertechnologien Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Methanspeicher mit Gas- oder Gas- und Dampftechnologie sowie Batterietechnologien zusammengefasst. Darüber hinaus werden Demand-Side-Management-Maßnahmen im Haushaltsektor, Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor sowie in der Industrie mit diesem Anlagentyp abgebildet. Die Demand-Side-Management-Maßnahmen bilden dabei einen Sonderfall, da es sich hierbei um eine „virtuelle“ Speicherfunktion

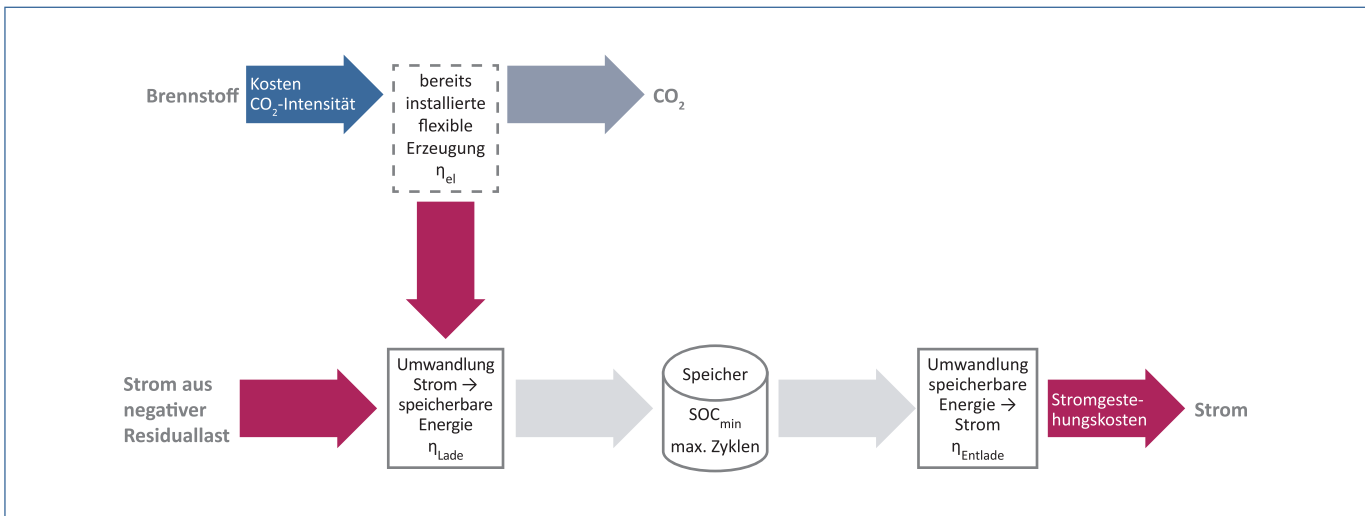


Abbildung 26: Vereinfachte schematische Darstellung der Implementierung von Speichern, auf deren Basis auch das Demand-Side-Management implementiert wird

handelt: Die steuerbaren Stromverbraucher sind als unflexibel in der Lastzeitreihe abgebildet, ihr Lastverschiebungspotenzial wird als hinzudefinierter virtueller Speicher modelliert.

Speicher können in einer Energiewandlungseinheit Strom in eine speicherbare Energieform überführen. Diese Energieform (potenzielle oder chemische Energie) wird in einer Speichereinheit zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt mithilfe einer Energiewandlungseinheit wieder in Strom zurückgewandelt. Die Beladung des Speichers kann entweder aus der negativen Residuallast (Überschüsse aus erneuerbaren Energien) erfolgen oder aus zum Zeitpunkt der Beladung noch nicht aktiven Kraftwerken, die dann zu diesem Zweck aktiviert werden.

Der Anlagentyp „Speicher“ wird technisch im Wesentlichen durch den

Lade- und Entladewirkungsgrad sowie Restriktionen der Speichereinheit beschrieben. Die Lebensdauer wird durch einen zyklischen und einen kalendrischen Teil abgebildet, was die in der praktischen Anwendung maßgeblichen Grenzen berücksichtigt. Weitere der ökonomischen Charakterisierung dienende Größen sind Investitionskosten der Wandler- und Speichereinheit, Betriebs- und Wartungskosten sowie etwaig anfallende Brennstoff- und Emissionskosten bei Nachladung des Speichers aus Kraftwerken.

Power-to-X

Nach Berücksichtigung des Speichereinsatzes verbleibende negative Residuallastanteile können von Power-to-X-Technologien (Abbildung 27) genutzt werden. Power-to-Heat sowie Power-to-Gas steht für die Umwandlung von Strom zu Wärme und synthetischem Erdgas. Sollten sich diese Technologien nicht ökonomisch

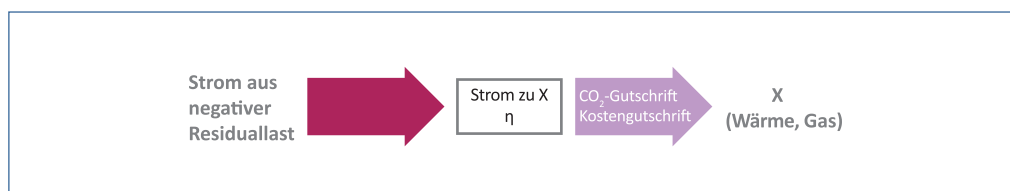


Abbildung 27: Vereinfachte schematische Darstellung der Implementierung von Power-to-X-Technologien

sinnvoll einsetzen lassen, können Überschüsse auch abgeregelt werden.

Das Modell setzt demnach nur dann auf diese Power-to-X-Optionen, wenn über den Betrachtungszeitraum eine Amortisierung der zusätzlichen Investitionskosten durch den Mehrwert des erzeugten Produktes (in diesem Fall Wärme oder Gas) erreicht werden kann. Modelltechnisch nicht direkt abgebildet sind potenzielle proaktiv formulierte Bedarfe von zum Beispiel H_2 für den Verkehrsbereich, die sich aufgrund der Dekarbonisierungsanforderungen des Verkehrssektors aus Systemsicht ergeben können.

Mithilfe einer Wandlereinheit (Heizsystem, Elektrolyseur und Methanisierung) kann Strom in eine andere Energieform (Wärme, Gas) umgewandelt

werden. Da hierdurch in der endenergie-seitigen Anwendung der Einsatz eines fossilen Rohstoffs (vereinfachend wird angenommen, dass in beiden Fällen Erdgas substituiert wird) vermindert wird, erfolgen entsprechende Gutschriften für vermiedenen Erdgaseinsatz und daraus resultierend vermiedene CO_2 -Kosten.

Technisch werden die Systeme durch den Wirkungsgrad der Energiewandlereinheit charakterisiert, ökonomisch durch die entsprechenden Investitions- sowie Wartungs- und Betriebskosten und die Anlagenlebensdauer.

6.2.2 Kostenbasierte Technologiezuordnung

Die Berechnung des adäquaten Mix an Flexibilitätsoptionen erfolgt zunächst über die Zerlegung der positiven Residuallast in Leistungsbänder mit jeweils 1 GW. Die Summe dieser Leistungsbän-

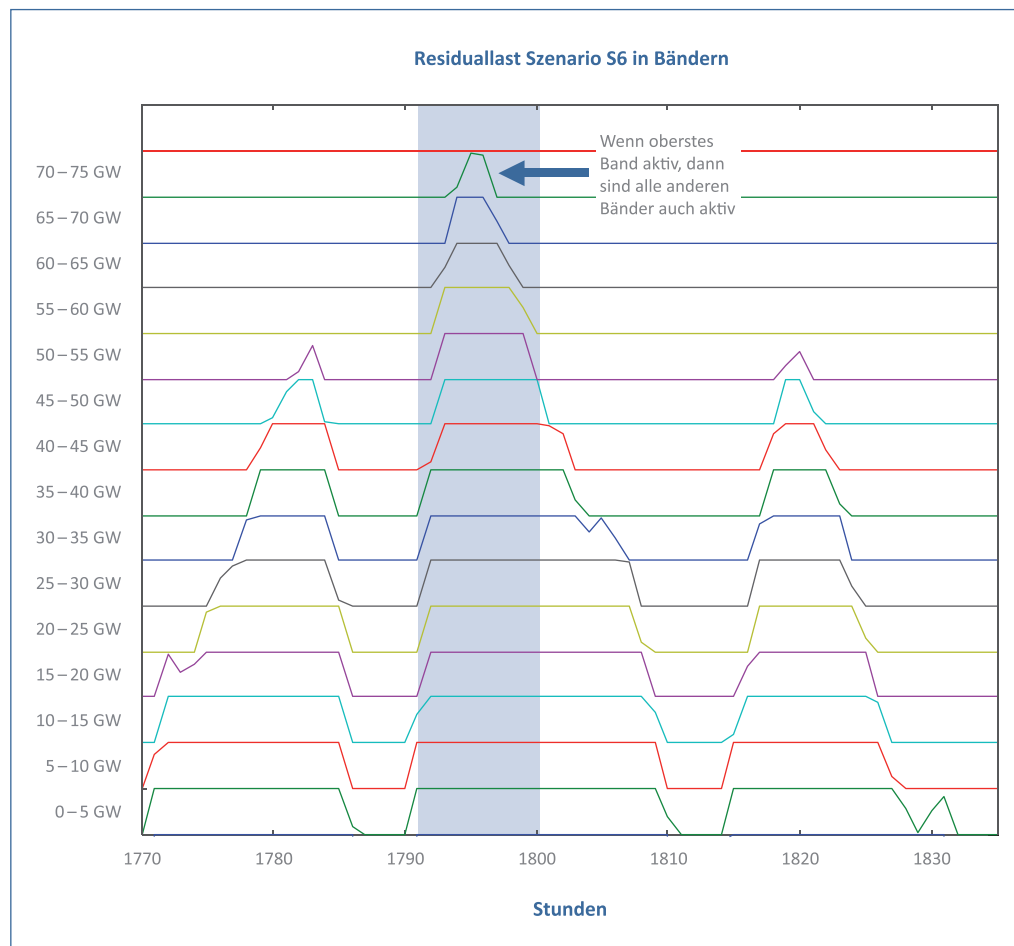


Abbildung 28: Zerlegung der Residuallast in Leistungsbänder

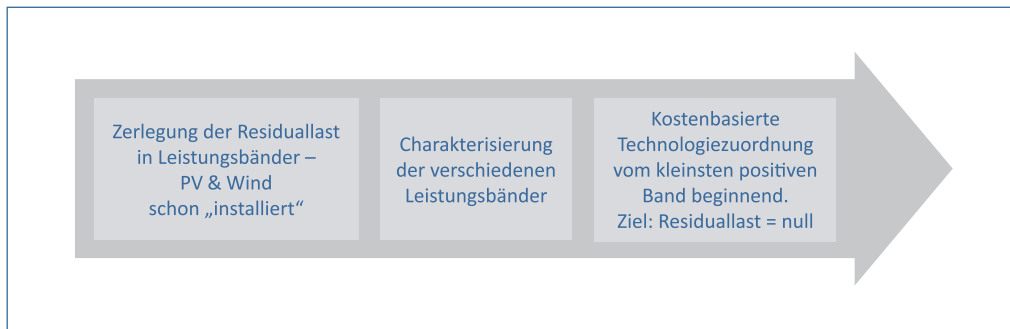


Abbildung 29: Schematische Übersicht Technologiezuordnung

der ergibt also wieder die positive Residuallast. Wenn zu einem Zeitpunkt das oberste Leistungsbänder aktiv ist, so sind zu dieser Zeit auch alle darunter liegenden Leistungsbänder aktiv (siehe Abbildung 28). Dies gewährleistet, dass zu jedem Zeitpunkt genügend Leistung zur Deckung der positiven Residuallast vorhanden ist.

Vom untersten Band beginnend erfolgt nun eine Zuordnung der je nach den Anforderungen des Bandes jeweils kostengünstigsten Flexibilitätsoption. Dazu erfolgt pro Band eine Kostenbewertung für die Flexibilitätstechnologien Erzeuger und Speicher. Für jedes Band wird die Flexibilitätstechnologie ausgewählt, die für die jeweiligen Anforderungen des Bandes die minimalen annuitätischen Gesamtkosten auf Vollkostenbasis (Investitionen, jährliche Fixkosten und variable Kosten) aufweist. Dabei müssen infrage kommende Technologien in der Lage sein, das gesamte Band alleine zu bedienen. Bei den Erzeugungstechnologien erfolgt die Energiebereitstellung aus einem primären Energieträger (Kohle, Erdgas, Biogas etc.), bei den Speichertechnologien werden Überschüsse aus den Bereichen negativer Residuallast zur Energiebereitstellung in positive Leistungsbänder verschoben. Am Ende der Zuordnung verbleibende Überschüsse können von Power-to-X-Technologien verwertet werden oder es erfolgt eine Abregelung der EE-Erzeugung. Der Prozess der Technologiezuordnung ist in Abbildung 29 schematisch dargestellt.

Literatur

AEE 2009

Agentur für Erneuerbare Energien: Potenzialatlas Bioenergie 2020, 2009. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/broschueren/potenzialatlas-bioenergie-2020-1> [Stand: 05.05.2015].

AEE 2012-1

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): *Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung. Bundesländergenaue Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage von TNS Infratest im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien* (Renews Spezial Ausgabe 56), 2012. URL: http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/56_Renews_Spezial_Akzeptanzumfrage_2011_online.pdf [Stand: 20.05.2015].

AEE 2012-2

Agentur für Erneuerbare Energien: Unterstützung für Erneuerbare Energien von der Küste bis zu den Alpen ungebrochen, 2012. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/presse/nachrichtenarchiv/2012/unterstuetzung-fuer-erneuerbare-energien-von-der-kueste-bis-zu-den-alpen-ungebrochen> [Stand: 05.05.2015].

AEE 2012-3

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): *Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung* (Renews Spezial Ausgabe 60), 2012. URL: http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/60_Renews_Spezial_Akzeptanz_und_Buergerbeteiligung_nov12.pdf [Stand: 20.05.2015].

AEE 2014

Agentur für Erneuerbare Energien: Energiegenossenschaften in Deutschland, 2014. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/energiegenossenschaften-in-deutschland> [Stand: 05.05.2015].

Angerer et al. 2015

Angerer, G./Buchholz, P./Gutzmer, J./Hagelueken, C./Herzig, P./Littke, R./Thauer, R./Wellmer, F.: *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015, i.E.

BMU 2012

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Abschlussbericht zum Projekt Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie unter Einbeziehung sozialwissenschaftlicher und technologischer Aspekte*. Studie erstellt durch Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-, und Energietechnik UMSICHT/Forschungsgruppe Umweltpsychologie, 2012. URL: https://www.energetische-biomasse-nutzung.de/fileadmin/user_upload/Steckbriefe/dokumente/03KB034_Abschlussbericht_TIB.pdf [Stand: 20.05.2015].

BMWi 2014-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Studie erstellt von Prognos AG/Energiwirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln/Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,ber-eich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Stand: 20.05.2015].

BMWi 2014-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende – Langfassung*, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/fortschrittsbericht,did=672424.html> [Stand: 14.07.2015].

Bruns et al. 2012

Bruns, E./Futterlieb, M./Ohlhorst, D./Wenzel, B.: *Netze als Rückgrat der Energiewende: Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze*. Studie wurde erstellt unter Mitarbeit von Sailer, F./Müller, T., Berlin: Universitätsverlag der Technischen Universität Berlin 2012.

Bruns/Ohlhorst 2012

Bruns, E./Ohlhorst, D.: „Innovationsbiographien erneuerbarer Energien im Stromsektor: Impulse durch StrEG und EEG im Wechselspiel mit heterogenen treibenden Kräften“. In: Müller, T. (Hrsg.): *20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien*, Baden-Baden: Nomos Verlag 2012, S. 162 – 193.

Bundesnetzagentur 2014

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Biogasmonitoringbericht 2014, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*, 2014. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 20.05.2015].

BWE 2012

Bundesverband WindEnergie: *Potenzial der Windenergienutzung an Land – Langfassung*, 2012. URL: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf [Stand: 20.05.2015].

Byzio et al. 2002

Byzio, A./Heine, H./Mautz, R.: *Zwischen Solidarhandeln und Marktorientierung. Ökologische Innovationen in selbstorganisierten Projekten – autofreies Wohnen, Car Sharing und Windenergienutzung*. Studie wurde erstellt unter Mitarbeit von Rosenbaum, W. (SOFI Berichte), 2002. URL: http://sofi-goettingen.de/fileadmin/SOFI-Graue-Reihe/Zwischen_Solidarhandeln_und_Marktorientierung.pdf [Stand: 20.05.2015].

Demski et al. 2013

Demski, D./Spence, A./Pidgeon, N.: *Transforming the UK Energy System: Public Values, Attitudes and Acceptability – Summary Findings of a Survey Conducted in August 2012*, London: UKERC 2014.

Dethloff 2004

Dethloff, C.: *Akzeptanz und Nicht-Akzeptanz von technischen Produktinnovationen*, Lengerich: Pabst Science Publishers 2004.

DBV 2014

Deutscher Bauernverband: *Situationsbericht 2014/15. Trends und Fakten zur Landwirtschaft*, 2014. URL: <http://www.bauernverband.de/situationsbericht-2015-projekt> [Stand: 20.05.2015].

Dieckhoff et al. 2014

Dieckhoff, C./Appelrath, H./Fischedick, M./Grunwald, A./Höfler, F./Mayer, C./Weimer-Jehle, W.: *Zur Interpretation von Energieszenarien* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2014.

Dütschke et al. 2015

Dütschke, E./Schumann, D./Pietzner, K.: „Chances for and Limitations of Acceptance for CCS in Germany“. In: Liebscher, A./Münch, U. (Hrsg.): *Geological Storage of CO₂ – Long Term Security Aspects. Advanced Technologies in Earth Sciences*, Cham: Springer International Publishing Switzerland 2015, S. 229 – 245.

Everding 2004

Everding, D.: *Leitbilder und Potenziale eines solaren Städtebaus. Zusammenfassung*, 2004. URL: http://www.ecofys.com/files/files/zusammenfassung_000.pdf [Stand: 19.05.2015].

EWI 2013

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.): *Promotion of Electricity from Renewable Energy in Europe post 2020 – the Economic Benefits of Cooperation* (EWI Working Paper No 13/16), 2013. URL: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publicationen/Working_Paper/EWI_WP_13-16_Promotion_of_Electricity_from_Renewable_Energy.pdf [Stand: 20.05.2015].

Gassert 2011

Gassert, P.: „Popularität der Apokalypse: Zur Nuklearangst seit 1945“. In: *Aus Politik und Zeitgeschichte*, 2011, S. 46 – 47.

Hübner 2011

Hübner, G.: „Nicht ohne lokale Expertise – Akzeptanz von Erneuerbaren in der Bevölkerung“. In: *Politische Ökologie*, 29: 126, 2011, S. 69 – 74.

Hübner/Hahn 2013

Hübner, G./Hahn, C.: *Akzeptanz des Stromnetzausbaus in Schleswig-Holstein. Abschlussbericht zum Forschungsprojekt*, 2013. URL: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Akzeptanz_Stromnetz_SH_Mai2013_web.pdf [Stand: 20.05.2015].

Hübner/Löffler 2013

Hübner, G./Löffler, E.: *Wirkungen von Windkraftanlagen auf Anwohner in der Schweiz: Einflussfaktoren und Empfehlungen*, 2013. URL: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/32453.pdf> [Stand: 20.05.2015].

Hübner/Pohl 2011

Hübner, G./Pohl, J.: „Jein zum Netzausbau“. In: *Erneuerbare Energien*, 21: 9, S. 30 – 33.

Hübner/Pohl 2015

Hübner, G./Pohl, J.: *Mehr Abstand – mehr Akzeptanz? Ein umweltspsychologischer Studienvergleich*. Studie erstellt für die Fachagentur Windenergie an Land, 2015. URL: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Akzeptanz/FA-Wind_Abstand-Akzeptanz_Broschuere_2015_web.pdf [Stand: 21.08.2015].

Hübner et al. 2012

Hübner, G./Müller, M./Wüstenhagen, R./Chassot, S./Roser, A./Gruber, E./Gehardt, T./Frahm, B.-J.: *Erneuerbare Energien und Ökostrom – zielgruppenspezifische Kommunikationsstrategien. Modul I – Analyse der Konsumentenentscheidungen für Erneuerbare Energien und Ökostrom*, 2012. URL: <http://sozpsy-forschung.psych.uni-halle.de/workshopEEOSZK/projektbericht-EE-kommunizieren-modul-I-langfassung-2012.pdf> [Stand 21.08.2015].

IdE 2014

Institut für dezentrale Energien 2014: 100 % Erneuerbare-Energie-Regionen, Oktober 2014. URL: http://www.100-ee.de/fileadmin/redaktion/100ee/Downloads/broschuere/100ee-Karte_Liste_Oktober_2014.pdf [Stand: 27.05.2015].

IEA 2014

International Energy Agency: *Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy* (2014 edition), 2014. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf [Stand: 20.05.2015].

IEK-STE 2014

Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung: *Energiewende, Energiesicherheit, Energieeffizienz: Wahrnehmung und Einstellungen in der Bevölkerung* (STE Preprint Ausgabe 11), 2014. URL: http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/EN/publications/preprints/2014/preprint_11_2014.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 20.05.2015].

Klößner 2014

Klößner, C. A.: „The dynamics of purchasing an electric vehicle – A prospective longitudinal study of the decision-making process“. In: *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*, 24: 1, 2014, S. 103 – 116.

LAK 2008

Länderarbeitskreis Energiebilanzen: *Energiebilanzen der Länder, 2008*. URL: <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm> [Stand: 20.05.2015].

Lochmaier 2013

Lochmaier, L.: Erste Bürgeranleihe für eine Stromtrasse floppt grandios. In: *The Wall Street Journal*, 26.11.2013. URL: <http://www.wsj.de/nachrichten/SB10001424052702303281504579221782676209834> [Stand: 27.05.2015].

Mautz/Byzio 2005

Mautz, R./Byzio, A.: 2005: *Die soziale Dynamik der regenerativen Energien – am Beispiel der Fotovoltaik, der Biogasverstromung und der Windenergie* (Zwischenbericht des DFG-Projekts „Soziale Dynamik der Energiewende“), Göttingen, 2005.

Mert et al. 2008

Mert, W./Suschek-Berger, J./Tritthart, W.: Consumer acceptance of smart appliances, 2008. URL: http://www.smart-a.org/WP5_5_Consumer_acceptance_18_12_08.pdf [Stand: 19.05.2015].

MELUR 2015

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, Schleswig Holstein: *Dialogverfahren zur frühen Öffentlichkeitsbeteiligung*, 2015. URL: <http://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiewende/dialogverfahren.html> [Stand: 03.07. 2015].

NEP 2014-1

Netzentwicklungsplan Strom 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_1_Entwurf_Teil1.pdf [Stand: 01.04.2015].

NEP 2014-2

Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf [Stand: 19.05.2015].

Ohlhorst 2009

Ohlhorst, D.: *Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess* (Reihe Energiepolitik und Klimaschutz), Wiesbaden: VS-Verlag 2009.

Ohlhorst/Tews 2013

Ohlhorst, D./Tews, K.: „Deutschland als Laboratorium: Das Experiment Energiewende“. In: Varwick, J. (Hrsg.): *Energiewende* (politische bildung 2), Schwalbach/TS: Wochenschau Verlag 2013, S. 26 – 45.

Ohlhorst et al. 2014

Ohlhorst, D./Tews, K./Schreurs, M.: „Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem“. In: Brunnengräber, A./Di Nucci, M. R. (Hrsg.): *Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen*, Wiesbaden: Springer VS 2014, S. 93 – 104.

Pecka 2014

Pecka, M.: „Biomethan aus dem Fermenter“. In: *Energie & Management Online*, 5. Februar 2014. URL: http://www.energie-und-management.de/?id=84&no_cache=1&terminID=103090 [Stand: 26.05.2015].

Pietzner/Schumann 2012

Pietzner, K./Schumann, D. (Hrsg.): *Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland. Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz, Perspektiven*, München: Oekom-Verlag 2012, S. 47 ff.

Pohl et al. 2014

Pohl, J./Gabriel, J./Hübner, G.: *Untersuchung der Beeinträchtigung von Anwohnern durch Geräuschemissionen von Windenergieanlagen und Ableitung übertragbarer Interventionsstrategien zur Verminde- rung dieser. Abschlussbericht*, 2014. URL: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/windkraftkrankheit102.pdf [Stand: 20.05.2015].

Renn 2005

Renn, O.: „Technikakzeptanz: Lehren und Rückschlüsse der Akzeptanzforschung für die Bewältigung des technischen Wandels“. In: *Technikfolgenabschätzung Theorie und Praxis*, 14: 3, 2005, Nr. 3, S. 29 – 38.

Renn et al. 2014

Renn, O./Köck, W./Schweizer, P.-J./Bovet, J./Benighaus, C./Scheel, O./Schröter, R.: *Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planungsvorhaben der Energiewende* (Policy Brief Ausgabe 01), 2014. URL: http://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-Policy_Brief-Oeffentlichkeitsbeteiligung_bei_Planungsvorhaben_der_Energiewende.pdf [Stand: 20.05.2015].

Renn 2015

Renn, O. (Hrsg.): *Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive*. (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015, i.E.

Rogers 2003

Rogers, E. M.: *Diffusion of innovations*. 5. Auflage, New York: Free Press 2003.

Stiftung Offshore-Windenergie 2013

Stiftung Offshore-Windenergie: *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung*. Studie erstellt durch Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2013. URL: <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf> [Stand: 27.05.2015].

Schumann et al. 2013

Schumann, D./Fischer, W./Hake, J.-F.: Energiewende und Stromnetzausbau aus Sicht der Bevölkerung. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen*, 63: 7, 2013, S. 68–72.

SRU 2011

Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2011. URL: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 20.05.2015].

TenneT 2013-1

TenneT TSO GmbH: Bürgerleitung: Erfahrungen bieten Basis für Weiterentwicklung der Bürgerbeteiligung beim Stromnetzausbau. Pressemitteilung vom 03.12.2013. URL: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/20131203_PM_Ergebnisse-Evaluierung-Buergeranleihe.pdf [Stand: 27.05.2015].

TenneT 2013-2

TenneT TSO GmbH: Pilotprojekt Bürgeranleihe Westküstenleitung. Ergebnisse der Evaluation; 3.12.2013. URL: http://buergerleitung.tennet.eu/fileadmin/tennet/Downloads/Buergeranleihe_Evaluierung-Nov2013.pdf [Stand: 27.05.2015].

TNS 2012

TNS-Infratest: Umfrage zur Akzeptanz der Erneuerbaren Energien im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, August–Oktober 2012. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/akzeptanz-erneuerbarer-energien-in-der-deutschen-bevoelkerung2> [Stand: 27.05.2015].

TNS 2013

TNS Emnid: Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage zur Akzeptanz Erneuerbarer Energien, durchgeführt von TNS Emnid im September 2013. Zitiert in: Agentur für Erneuerbare Energien: Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der Bevölkerung Deutschlands 2013. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/akzeptanz-erneuerbarer-energien-in-der-bevoelkerung-deutschlands-2013> [Stand 27.05.2015].

TNS 2014

Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (2014). *Akzeptanz Erneuerbare Energien 2014*. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz2/akzeptanz-umfrage/akzeptanzumfrage-2014> [Stand: 03.07.2015].

UBA 2010

Umweltbundesamt: *Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen*, 2010. URL: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf [Stand: 20.05.2015].

Weiser et al. 2014

Weiser, C./Zeller, V./Reinicke, F./Wagner, B./Majer, S./Vetter, A./Thrän, D.: Integrated assessment of sustainable cereal straw potential and different straw-based energy applications in Germany. In: *Applied Energy*, 114, 2014, S. 749–762.

Wolsink 1994

Wolsink, M.: Entanglement of interests and motives: Assumptions behind the NIMBY-theory on facility siting. In: *Urban Studies*, 31, 1994, S. 851–866.

Wolsink 2007

Wolsink, M.: Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of „backyard motives“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, S. 1188–1207.

Wüste 2012

Wüste, A.: Gesellschaftliche Akzeptanz unterschiedlicher Biomassenutzungsformen und Erfolgsfaktoren dezentraler Bioenergieprojekte (Interdisziplinäres Zentrum für Nachhaltige Entwicklung der Universität Göttingen 24.01.2012), 2012. URL: http://www.bioenergie.uni-goettingen.de/fileadmin/user_upload/admin/Konferenz/Vortraege_24-01-12/Wueste_BIS_Tagung_Goe12-01-24.pdf [Stand: 20.05.2015].

Verwendete Szenariostudien

BEE 2014

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: *Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition*. Studie erstellt von Joachim Nitsch, 2014.
URL: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140205_BEE-Szenarien_GROKO_Nitsch.pdf [Stand: 20.05.2015].

BMUB 2014

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: *Klimaschutzszenario 2050*. Studie erstellt von Öko-Institut e.V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2014.
URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf> [Stand: 20.05.2015].

BMWi 2014-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Studie erstellt von Prognos AG/Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln/Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturfor-schung, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerke-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Stand: 20.05.2015].

Fh-ISE 2013

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: *Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*, 2013. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf> [Stand: 20.05.2015].

FVEE 2010

Forschungsverbund Erneuerbare Energien: *Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien*. Beitrag der Institute Fraunhofer IBP, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, ISFH, IZES gGmbH, ZAE Bayern und ZSW, die im Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) zusammengeschlossen sind, für das Energiekonzept der Bundesregierung, 2010. URL: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-153734.html> [Stand: 20.05.2015].

Hartmann 2013

Hartmann, N.: *Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung*, Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung, Shaker Verlag 2013.

Kuhn 2012

Kuhn, P.: *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*. Dissertation. Technische Universität München, 2012. URL: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1093222/1093222.pdf> [Stand: 03.06.2015].

SRU 2011

Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*. Sondergutachten, Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2011. URL: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 20.05.2015].

Trieb 2013

Trieb, F.: „Integration erneuerbarer Energiequellen bei hohen Anteilen an der Stromversorgung“. In: *Ener-giewirtschaftliche Tagesfragen*, 63: 7, 2013, S. 28 – 32.

UBA 2010

Umweltbundesamt: *Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen*. Studie erstellt von Klaus, T./Vollmer, C./Werner, K./Lehmann, H./Müschel, K., Dessau-Roßlau 2010. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3997.pdf> [Stand: 20.05.2015].

WI 2014

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: *Klimaschutzplan NRW: Zusammenfassung der Szenarioberechnungen des Beteiligungsprozesses*. Wuppertal, 16.01.2014. URL: http://www.klimaschutz.nrw.de/fileadmin/Dateien/Download-Dokumente/Ueberblick/Koordinierungskreis/Klima_NRW_Szenariendokumentation_Klimaschutzplan_final.pdf [Stand: 03.06.2015].

WWF 2009

WWF Deutschland: *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050*. Studie erstellt von Öko-Institut e.V. und Prognos AG, Basel/Berlin 2009. URL: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf [Stand: 20.05.2015].

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen (AGs) bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Auf Basis folgender Grundsätze stellt das Akademienprojekt System- und Orientierungswissen für Entscheidungen im Rahmen des Gemeinschaftswerks Energiewende bereit:

Die Energieversorgung unseres Landes ist ein komplexes System

Rohstoffe und Ressourcen, Technologien, Ökonomie, Gesellschaft und Recht: Im Energiesystem gibt es vielfältige, sektorübergreifende Wechselwirkungen. Werden sie nicht ausreichend berücksichtigt, können punktuelle Eingriffe paradoxe und unbeabsichtigte Folgen haben. Ein umsichtiger Umbau der Energieversorgung braucht daher Systemverständnis. Dieses muss gemeinschaftlich und mit höchstem wissenschaftlichem Anspruch erarbeitet werden. Den Masterplan für die Energiewende kann es jedoch nicht geben. Die Energiewende bedeutet nämlich die stetige Transformation des Energiesystems in all seiner Dynamik.

Der Sinn der Energiewende ist Nachhaltigkeit

Daher müssen wir uns darauf verständigen, welche Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung gelten sollen und wie Fortschritte in Richtung Nachhaltigkeit gemessen werden können. Im Energiekonzept der Bundesregierung bilden Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit das Zieldreieck einer nachhaltigen Energieversorgung. Sozialverträglichkeit und Gerechtigkeit müssen angemessen berücksichtigt werden. Um festzustellen, ob diese Ziele gleichwertig oder unterschiedlich zu gewichten sind, braucht das Land eine Wertediskussion und gute Verfahren für den Umgang mit Wertekonflikten.

Wissenschaft erarbeitet Gestaltungsoptionen

Auf Basis wissenschaftlich fundierter Gestaltungsoptionen können Akteure aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft sachlich begründete, ethisch verantwortbare und politisch umsetzbare Entscheidungen treffen. Im Unterschied zu Handlungsempfehlungen, die einen bestimmten Vorschlag in den Mittelpunkt rücken, beschreiben Optionen, mit welchen Konsequenzen zu rechnen ist, wenn man sich für das eine oder andere Vorgehen entscheidet. So kann Wissenschaft aufzeigen, welche Vor- und Nachteile nach dem besten Stand des Wissens mit jeder Lösung verbunden sind. Der Umgang mit Zielkonflikten und der immer verbleibenden Unsicherheit im Entscheidungsprozess aber ist eine politische Aufgabe, die im Dialog mit den gesellschaftlichen Gruppen zu bewältigen ist.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Acht Arbeitsgruppen (AGs) bündeln im Akademienprojekt fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten dazu anschließend Handlungsoptionen für Politik und Gesellschaft.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Arbeitsweise

Die Ad-hoc-Gruppe gliederte sich in elf Fachgruppen. Zehn davon haben die relevanten Technologien identifiziert, anhand einheitlicher Kriterien bewertet und quantifiziert. Die Fachgruppe „Energieszenarien“ wiederum untersuchte den Flexibilitätsbedarf möglicher Energiesysteme im Jahr 2050 auf Basis aktuell verfügbarer Energieszenarien. Mithilfe eines für die Arbeitsgruppe entwickelten Rechenalgorithmus wurden Modellrechnungen durchgeführt, die unterschiedliche Optionen aufzeigen, wie der ermittelte Flexibilitätsbedarf gedeckt werden kann. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 2. bis 4. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Methodik abgestimmt, die Randbedingungen für die Modellrechnungen festgelegt sowie Zwischenergebnisse diskutiert. Im Rahmen eines weiteren Workshops am 30. Januar 2015 wurden Kernaussagen zur Deckung des künftigen Flexibilitätsbedarfs und weitere Auswirkungen auf das Stromsystem abgeleitet.

Die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe wurden in drei Formaten aufbereitet:

1. Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
2. Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemeinverständlicher Form dar und zeigt beispielhaft Optionen auf, die verschiedene Entwicklungslinien des künftigen Stromsystems veranschaulichen.
3. Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren die Datenbasis sowie weitere Details zu einzelnen Technologien. Sie werden ab Ende 2015 online verfügbar sein unter www.acatech.de/flexibilitaetskonzepte-2050.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Fachgruppe Photovoltaik

Prof. Dr. Bernd Rech (Leitung)	Helmholtz-Zentrum für Materialien und Energie Berlin
Prof. Dr. Christoph Brabec	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Prof. Dr. Rolf Brendel	Leibniz Universität Hannover
Prof. Dr. Bruno Burger Dr. Andreas Bett Johannes Mayer Dr. Simon Philipps	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Dr. Oliver Führer	SMA Solar Technology AG
Udo Möhrstedt	IBC SOLAR AG
Dr. Holger Neuhaus	SolarWorld Innovations GmbH
Prof. Dr. Michael Powalla Dr. Jann Binder	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Dr. Bernd Utz	Siemens AG
Dr. Florian Wessendorf	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
Dr. Stephan Wieder	Merck KGaA

Fachgruppe Windkraft

Prof. Dr. Andreas Reuter (Leitung)	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Dr. Stephan Barth	ForWind – Zentrum für Windenergieforschung
Dr. Jörg Hermsmeier	EWE AG
Prof. Dr. Gundula Hübner	Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg und MSH Medical School Hamburg
Ronny Meyer	WAB e.V.
Dr. Dörte Ohlhorst	Freie Universität Berlin
Prof. Dr. Po Wen Cheng	Universität Stuttgart
Matthias Schubert	WynCon GmbH
Dr. Jan Teßmer	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Prof. Dr. Jochen Twele	Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

Fachgruppe Geothermie

Prof. Dr. Christoph Clauser (Leitung)	RWTH Aachen
Dr. Jörn Bartels	Geothermie Neubrandenburg GmbH
Werner Grigo	Bezirksregierung Arnsberg
Prof. Dr. Matthias Groß	Friedrich-Schiller-Universität Jena
Dr. Reinhard Jung	JUNG GEOTHERM UG
Prof. Dr. Thomas Kohl Prof. Dr. Frank Schilling	Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Joachim F. Oppelt	Baker Hughes INTEQ GmbH
Prof. Dr. Hartmut Spliethoff Christoph Wieland	Technische Universität München
Dr. Arno Zang	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum

Fachgruppe Solarthermie

Prof. Dr. Robert Pitz-Paal (Leitung)	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Dr. Patrick Haibach	Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power
Prof. Dr. Bernhard Hoffschmidt Prof. Dr. André Thess	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Dr. Reinhard Mackensen	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Dr. Werner Platzer Dr. Mario Ragwitz	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Dr. Florian Zickfeld	Abengoa Solar GmbH

Fachgruppe Bioenergie

Prof. Dr. Eckhard Weidner (Leitung)	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- System- und Energietechnik
Dr. Hermann Garbers	CLAAS KGaA mbH
Dr. Jan Grundmann	Vattenfall GmbH
Prof. Dr. Bernd Hirschl Elisa Dunkelberg	Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung
Joachim Krassowski	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-, System- und Energietechnik
Hubert Loick	Loick AG
Prof. Dr. Michael Nelles Volker Lenz	Deutsches Biomasseforschungszentrum
Prof. Dr. Jörg Sauer	Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Irina Smirnova	Technische Universität Hamburg-Harburg

Fachgruppe Netze

Prof. Dr. Michael Weinhold (Leitung)	Siemens AG
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen
Dr. Franziska Adamek Julia Eßer	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Gerd Dangrieß	N-ERGIE Netz GmbH
Prof. Dr. Achim Enders	Technische Universität Braunschweig
Prof. Dr. Jutta Hanson Florian Bennewitz	Technische Universität Darmstadt
Prof. Dr. Rainer Krebs Jörg Dorn	Siemens AG
Prof. Dr. Jochen Kreusel	ABB AG
Prof. Dr. Albert Moser Dr. David Echternacht	RWTH Aachen
Prof. Dr. Mathias Noe	Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Christian Rehtanz Dr. Ulf Häger	Technische Universität Dortmund
Frank Schmidt	Nexans AG
Prof. Dr. Rolf Witzmann	Technische Universität München

Fachgruppe Energiespeicher

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Peter Elsner (Leitung)	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Harald Bolt Dr. Isolde Arzberger Prof. Rüdiger Eichel Dr. Hans Kungl	Forschungszentrum Jülich
Prof. Dr. Eckhard Weidner Prof. Dr. Christian Dötsch	Fraunhofer-Institut UMSICHT
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Jens Tübke	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Michael Weinhold Dr. Rainer Saliger	Siemens AG
Dr. Antje Wörner Dr. Stefan Zunft	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Fachgruppe Konventionelle Kraftwerke

Prof. Dr. Klaus Görner (Leitung)	Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen
Dr. Reinhold Elsen Frank Schwendig Dr. Karl-Josef Wolf	RWE Power AG
Dr. Emmanouil Kakaras	Hitachi Power Europe GmbH
Prof. Dr. Alfons Kather	Technische Universität Hamburg Harburg
Helmut Katzenberger	Babcock Borsig Steinmüller GmbH
PD Dr. Dietmar Lindenberger	Universität zu Köln
Prof. Dr. Matthias Oechsner	Technische Universität Darmstadt
Dr. Gerd Oeljeklaus	Universität Duisburg-Essen
Katja Pietzner	Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Dr. Ireneusz Pyc	Siemens AG
Adolf Roesch	ALSTOM Deutschland AG
Prof. Dr. Günter Scheffknecht Dr. Dirk Scheer	Universität Stuttgart
Martin Schönrok	E.ON Kraftwerke GmbH
Prof. Dr. Hartmut Spliethoff	Technische Universität München

Fachgruppe DSM im Stromsektor

Prof. Dr. Zbigniew A. Styczynski (Leitung)	Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen
Thomas Aundrup	Westnetz GmbH
Prof. Dr. Jutta Hanson	Technische Universität Darmstadt
Prof. Dr. Reinhard Madlener	RWTH Aachen
Dr. Georg Markowz	Evonik Industries AG
Prof. Dr. Ellen Matthies Marc Richter	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Krzysztof Rudion	Universität Stuttgart
Dr. Martin Stötzer	Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt Sachsen-Anhalt
Prof. Dr. Dirk Westermann Steffen Schlegel	Technische Universität Ilmenau

Fachgruppe DSM im Wärmesektor

Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Leitung)	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
--	---

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen
---------------------------------------	-------------

Dr. Dierk Bauknecht	Öko-Institut e.V.
---------------------	-------------------

Walter Bornscheuer	Viessmann Deutschland GmbH
--------------------	----------------------------

Prof. Dr. Harald Bradke	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
-------------------------	--

Prof. Dr. Dirk Müller	RWTH Aachen
-----------------------	-------------

Raoul Neuhaus	Evonik Industries AG
---------------	----------------------

Jörg Rummeni	RWE Effizienz GmbH
--------------	--------------------

Ulrich Schmack	MicrobEnergy GmbH
----------------	-------------------

Dr. Serafin von Roon	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
----------------------	---

Dr. Christof Wittwer	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
----------------------	---

Fachgruppe Energieszenarien

Prof. Dr. Manfred Fischedick (Leitung)	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
---	---

Prof. Dr. Hans-Jürgen Appelrath	Universität Oldenburg
---------------------------------	-----------------------

Dr. Christian Dieckhoff	Karlsruher Institut für Technologie
-------------------------	-------------------------------------

Dr. Bert Droste-Franke	EA European Academy GmbH, Bad Neuenahr-Ahrweiler
------------------------	--

Sascha Eckstein Arjuna Nebel Sascha Samadi	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
--	---

Prof. Dr. Armin Grunwald	Karlsruher Institut für Technologie
--------------------------	-------------------------------------

Prof. Dr. Felix Höffler	Universität zu Köln
-------------------------	---------------------

Dr. Christoph Mayer	Universität Oldenburg
---------------------	-----------------------

Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V.
------------------------	--

Dr. Wolfgang Weimer-Jehle	Universität Stuttgart
---------------------------	-----------------------

Wissenschaftliche Beratung

Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium
---------------------------	-------------------

Prof. Dr. Friedrich-W. Wellmer	ehem. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
--------------------------------	---

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
------------------	---------

Benedikt Lunz	RWTH Aachen
---------------	-------------

Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie
------------------------	-------------------------------------

Weitere Mitwirkende

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ wurde von folgenden wissenschaftlichen Mitarbeitern unterstützt:

Dr. Florian Ausfelder	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
-----------------------	--

Philipp Stöcker	RWTH Aachen
-----------------	-------------

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015) Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015) Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

Rahmendaten**Projektlaufzeit**04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Robert Bosch **Stiftung**

Koordinierungsstelle:

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 7957 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

ISBN: 978-3-9817048-5-3