



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



November 2015
Stellungnahme

Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050

Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Herausgeber

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

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

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

Redaktion

Selina Byfield, acatech
Dr. Dirk Vetter, acatech

Koordination

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

ISBN: 978-3-8047-3503-3

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.

Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050

Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien

Vorwort

Die Stromversorgung im Jahr 2050 wird durch erneuerbare Energien geprägt sein, in Deutschland vor allem durch die wetterabhängige und damit schwankende Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik. Da die Erzeugung jedoch immer dem Verbrauch entsprechen muss, brauchen wir künftig Technologien, die jederzeit dieses Gleichgewicht herstellen können. Während beispielsweise flexibel regelbare Kraftwerke einspringen müssen, wenn Wind und Sonne nicht ausreichend Strom liefern, lassen sich etwa Batterien gezielt dann laden, wenn ein Stromüberschuss besteht.

Technisch scheint dies machbar zu sein. Die Frage ist jedoch, welche Technologien tatsächlich zum Einsatz kommen sollen, wie sie im System sinnvoll zusammenspielen können und welche volkswirtschaftlichen Kosten damit verbunden sind. Da politisch-gesellschaftliche Rahmenbedingungen den künftigen „Flexibilitätsmix“ stark beeinflussen werden, ist die Gesellschaft heute schon gefordert, sich über die Prioritäten für morgen zu verständigen.

Diese Stellungnahme beschreibt und vergleicht unterschiedliche Möglichkeiten, wie im Zeitalter der erneuerbaren Energien eine stabile Stromversorgung gewährleistet werden kann. Damit möchten die Akademien die wichtige Diskussion über die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem der Zukunft vorantreiben.

Erarbeitet wurde die Stellungnahme von der Ad-hoc-Arbeitsgruppe „Flexibilitätskonzepte“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“. Mehr als einhundert Fachleute aus Wissenschaft und Wirtschaft haben ihre Expertise eingebracht. Für ihr Engagement danken wir den Mitwirkenden ebenso herzlich wie den Gutachtern für ihre Kommentierung.



Prof. Dr. Jörg Hacker
Präsident
Nationale Akademie der
Wissenschaften Leopoldina



Prof. Dr. Reinhard F. Hüttel
Präsident
acatech – Deutsche Akademie der
Technikwissenschaften



Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt
Präsident
Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften

Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	5
Zusammenfassung.....	6
1 Einleitung.....	9
2 Methodik	10
2.1 Bewertung der Flexibilitätsoptionen	11
2.2 Energieszenarien und Flexibilitätsbedarf	12
2.3 Modellrechnungen.....	15
3 Die Stromversorgung im Jahr 2050	19
3.1 Flexibilitätstechnologien in der Übersicht.....	19
3.2 Akzeptanz einzelner Flexibilitätstechnologien	22
3.3 Eigenschaften des Stromsystems der Zukunft.....	22
4 Gestaltungsoptionen für das Stromsystem 2050	24
4.1 Wie beeinflussen die Emissionsminderungsziele den Flexibilitätsbedarf?	24
4.2 Wie könnte eine Stromversorgung mit 100 Prozent Erneuerbaren aussehen?	29
4.3 Zentrale oder dezentrale Erzeugung – wie verändert sich das Stromsystem?	32
4.4 Welche Rolle können Speicher künftig spielen?.....	35
4.5 Wie können Stromüberschüsse verwendet werden?	38
4.6 Wie wirkt sich eine Verringerung der Importabhängigkeit von Energieträgern auf das Stromsystem aus?	41
5 Fazit	45
Glossar.....	49
Literatur	51
Über das Akademienprojekt.....	53

Abkürzungen

CCS	Carbon Capture and Storage, CO ₂ -Abtrennung und Speicherung
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke
DSM	Demand-Side-Management, verschiebbare oder abschaltbare Lasten
EE	erneuerbare Energien
FEE	fluktuierende erneuerbare Energien (Wind und Photovoltaik)
GuD	Gas-und-Dampf(-Kraftwerk)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
TGS	Technisch angelegte Geothermische Systeme

Einheiten

GW	Gigawatt (entspricht 1 Million Kilowatt, in etwa der Leistung eines Atomkraftwerks)
GWh	Gigawattstunde (entspricht 1 Million Kilowattstunden, in etwa dem jährlichen Stromverbrauch von 250 Haushalten)
TWh	Terawattstunde (entspricht 1.000 Gigawattstunden oder 1 Milliarde Kilowattstunden; der Stromverbrauch in Deutschland beträgt etwa 600 TWh)

Zusammenfassung

Das Stromsystem soll einen wesentlichen Beitrag zur Minderung des Kohlendioxid(CO_2)-Ausstoßes in Deutschland leisten, indem die Erzeugung zunehmend auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Da die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen allerdings in Abhängigkeit vom Wetter schwankt, muss das Stromsystem künftig wesentlich flexibler reagieren können als das heute der Fall ist: Speisen die Anlagen nicht ausreichend Strom ein, weil der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, müssen beispielsweise zusätzliche Kraftwerke aktiviert oder die Leistungsaufnahme von Industrieprozessen gedrosselt werden. Gibt es einen Stromüberschuss, können Kraftwerke heruntergefahren oder Strom für Wärme- oder Gaserzeugung genutzt werden. Speicher wiederum können Überschussstrom aufnehmen und im Bedarfsfall wieder abgeben. Dieser Ausgleich zwischen fluktuierender Erzeugung und Verbrauch entspricht dem **Flexibilitätsbedarf** eines Stromsystems.

Die für die Flexibilisierung des Stromsystems notwendigen Technologien stehen entweder bereits zur Verfügung oder können durch Forschung und Entwicklung bis 2050 Marktreife erlangen. Die vorliegende Stellungnahme zeigt verschiedene Möglichkeiten auf, wie ein emissionsarmes Stromversorgungssystem im Jahr 2050 aussehen könnte und welche konkreten Flexibilitätstechnologien in welchem Umfang eingesetzt werden könnten.

Modellrechnungen und Arbeitsweise

Ausgehend von aktuellen Energieszenarien, die unterschiedliche Entwürfe zu-

künftiger Energiesysteme abbilden, hat eine Ad-hoc-Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) den jeweiligen Flexibilitätsbedarf ermittelt und ausgewertet. Dazu wurden die wichtigsten Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität zunächst einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen. Die Ergebnisse dienten als Grundlage für Modellrechnungen: Auf Basis des Wind- und Photovoltaikanteils sowie des Stromverbrauchs der Energieszenarien wurde das Portfolio der Flexibilitätstechnologien so berechnet, dass unter bestimmten, von der Gesellschaft gesetzten Rahmenbedingungen (zum Beispiel bestimmte CO_2 -Einsparziele, hohe oder geringe Akzeptanz von Technologien und Standorten etc.) die mittleren Stromgestehungskosten möglichst gering sind. Die Stromgestehungskosten enthalten die Kosten für die Errichtung und den Betrieb des Anlagenparks, Brennstoffe und erforderliche CO_2 -Zertifikate.

Bei der Entwicklung und Auswahl der Berechnungsmethodik waren Vereinfachungen in Bezug auf Modellarchitektur und Systemgrenzen notwendig. So sind die Modellrechnungen auf Deutschland begrenzt, die mögliche Flexibilitätsbereitstellung durch Nachbarländer wird nicht betrachtet und die Untersuchungen fokussieren sich auf das Stromsystem. Flexibilitätspotenziale im Wärmesektor werden insoweit betrachtet, als sie mit einer ganzjährigen Wärmeabnahme verbunden sind (zum Beispiel Prozesswärme in der Industrie). Flexibilitätsbereitstellung durch Elektrofahrzeugbatterien wird im Rahmen der Betrachtungen zum Demand-Side-Management berücksichtigt.

In den Berechnungen wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen 2050 „auf der grünen Wiese“ neu errichtet werden. Die für 2050 angenommenen technischen und wirtschaftlichen Fortschritte (zum Beispiel Wirkungsgradsteigerungen, Kostensenkungen) bei den meisten betrachteten Technologien setzen voraus, dass die Technologien fortlaufend weiterentwickelt werden. Die damit verbundenen Kosten der Systemtransformation können mit der verwendeten Methode nicht erfasst werden.

Auf Basis der Modellrechnungen lassen sich unterschiedliche Optionen zur Gestaltung des Stromsystems miteinander vergleichen, die jeweils möglichst kostengünstig sind. In dieser Stellungnahme wurden die Ergebnisse verwendet, um Gestaltungsoptionen für folgende energiepolitische Fragestellungen zu formulieren:

- Wie beeinflussen die Emissionsminderungsziele den Flexibilitätsbedarf?
- Wie könnte ein Stromsystem mit 100 Prozent Erneuerbaren aussehen?
- Zentrale oder dezentrale Erzeugung – wie verändert sich das Stromsystem?
- Welche Rolle können Speicher in Zukunft spielen?
- Wie können Stromüberschüsse verwendet werden?
- Wie wirkt sich eine Verringerung der Importabhängigkeit von Energieträgern auf das Stromsystem aus?

Ergebnisse

In allen betrachteten Energieszenarien spielen **Windenergie und Photovoltaik** eine entscheidende Rolle bei der Stromversorgung 2050. Geht man davon aus, dass der Preis für CO₂-Emissionszertifikate im Jahr 2050 wesentlich höher ist als heute, ist die Stromerzeugung mit hohem Wind- und Photovoltaikanteil in der Regel günstiger als mit einem von fossilen Energien dominierten Kraftwerkspark.

Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke stellen das Rückgrat einer gesicherten und zuverlässigen Stromversorgung dar. Diese werden – in Abhängigkeit von den jeweils angenommenen technischen, gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen – mit Erdgas, mit Biogas oder als Teil von Gasspeichersystemen mit Wasserstoff oder Methan betrieben. Werden diese Anlagen mit variabler Gasfeuerung ausgelegt, stellen sie über verschiedene Entwicklungspfade hinweg eine robuste Option für die Stromversorgung der Zukunft dar, zu der es wenige Alternativen gibt.

Flexibilität wird eines der wichtigsten Kennzeichen des zukünftigen Stromsystems sein. Soll die Stromversorgung vollständig aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden, werden die fluktuierenden Erneuerbaren durch Speicher, Demand-Side-Management und regelbare Energietechnologien wie Biogasanlagen ergänzt. Solarthermische Kraftwerke mit integrierten Wärmespeichern (Concentrated Solar Power, CSP) in Südeuropa oder Nordafrika, angebunden über transeuropäische Stromnetze, kämen insbesondere bei geringeren Wind- und Photovoltaikanteilen zum Einsatz. Werden wiederum mehr Wind- und Photovoltaikanlagen installiert, als zur Deckung der Nachfrage nötig sind, lässt sich der Bioenergieeinsatz bei nur geringen Zusatzkosten drastisch senken.

Eine **dezentrale Stromversorgung** sollte mit besonders hohen Anteilen von Windenergie und Photovoltaik einhergehen. Die Frage, ob es sinnvoller ist, das Stromsystem möglichst dezentral zu organisieren oder überwiegend zentrale Versorgungsstrukturen zu schaffen, sollte anhand einer umfassenden Bewertung der Kostenunterschiede beantwortet werden und hängt auch stark von der Akzeptanz der unterschiedlichen Varianten in der Bevölkerung ab.

Der **Kurzzeitspeicherbedarf** kann am kostengünstigsten durch Demand-Side-Management-Maßnahmen (flexible Steuerung des Stromverbrauchs) gedeckt werden. Dabei dürfte der größte Teil des Potenzials im Jahr 2050 durch thermische Speicher sowie Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen in Haushalten bereitgestellt werden.

Längere wind- und sonnenarme Phasen („Dunkelflauten“) lassen sich technisch sowohl mithilfe von **Langzeitspeichern** als auch **flexiblen Erzeugern** (zum Beispiel Gaskraftwerken) überbrücken. Allgemein zeigt sich: Je mehr Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen und je geringer die Klimaschutzanforderungen sind, desto weniger werden Langzeitspeicher eingesetzt. Bei bis zu 80 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990 werden noch keine Langzeitspeicher in relevantem Umfang benötigt. Eine große Rolle spielen diese Technologien sehr wohl dann, wenn der Erdgasimport beschränkt wird oder das nutzbare Potenzial für Bioenergie eher gering ist. Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien können Langzeitspeicher entsprechend auch gezielt installiert werden, um den Importbedarf von Erdgas zu senken. Auch Braunkohle mit **Carbon Capture and Storage (CCS)** ist dafür eine Option. Derzeit ist jedoch nicht absehbar, dass der Einsatz der Technologie von der Gesellschaft mitgetragen würde.

Zur Erschließung von **Kostensenkungspotenzialen** spielen Forschung, Entwicklung sowie der Ausbau der installierten Kapazitäten eine entscheidende Rolle. Neben der Weiterentwicklung der Technologien kommt auch der Systemeinbindung eine große Bedeutung zu.

Die Stellungnahme zeigt, dass es für die Gestaltung der künftigen Stromversorgung eine Vielzahl an Optionen mit relativ ähnlichen Stromgestehungskosten

gibt. Der strategische Verzicht auf einzelne Technologien aus technischen, politischen oder gesellschaftlichen Gründen kann in der Regel bei relativ geringen Mehrkosten durch Alternativen ausgeglichen werden, wenn Entscheidungen frühzeitig erfolgen und damit unnötige Investitionen vermieden werden. Eine kostenoptimale Zusammensetzung des Technologieportfolios aus den beiden Kategorien „fluktuierende Erzeuger“ (Wind und Photovoltaik) und „Flexibilitätstechnologien“ auf Basis der jeweiligen Randbedingungen ist dabei der Schlüssel zu einer nachhaltigen, sicheren und kostengünstigen Versorgung.

1 Einleitung

Als Beitrag zum globalen Klimaschutz hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 Prozent zu senken. Diese Transformation eines wichtigen Industrielandes soll auch einen möglichen Weg hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft aufzeigen. Die Energieversorgung muss einen entscheidenden Beitrag zur angestrebten CO₂-Minderung leisten und dabei immer auch zuverlässig, möglichst kostengünstig und von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen sein. Vor diesem Hintergrund gilt als unstrittig, dass das zukünftige Versorgungssystem in Deutschland einen hohen Anteil der Nutzenergie aus regenerativen Quellen gewinnen wird. Windkraft und die Photovoltaik werden dabei eine zentrale Rolle spielen.

Für das Stromsystem der Zukunft bedeutet das: Im Gegensatz zu heute setzt sich die Erzeugung nicht mehr aus typischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken¹ zusammen. Stattdessen wird sie stark von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV) dominiert werden. Ergänzend müssen sogenannte Flexibilitätstechnologien dafür sorgen, dass die Stromerzeugung zu jeder Zeit mit der Last in Einklang gebracht werden kann.

Doch welche Flexibilitätstechnologien werden im Jahr 2050 tatsächlich gebraucht? Wie unterscheiden sich die

Im Stromnetz muss zu jedem Zeitpunkt die Erzeugung dem Verbrauch entsprechen. Befinden sich Erzeugung und Verbrauch nicht im Gleichgewicht, müssen Maßnahmen ergriffen werden, die das Gleichgewicht wieder herstellen.

Systeme in Bezug auf die Kosten? Wie beeinflussen politisch-gesellschaftliche Rahmenbedingungen die Zusammensetzung des Portfolios der Flexibilitätstechnologien? Auf diese und weitere Fragen formuliert die Stellungnahme einige Antworten und liefert damit Gestaltungsoptionen für das künftige Stromversorgungssystem. Dazu wird in Kapitel 2 zunächst die Methodik erläutert. Kapitel 3 beschreibt grundlegende Eigenschaften des Stromversorgungssystems im Jahr 2050. Es enthält eine Übersicht der möglichen Flexibilitätstechnologien, welche für die Modellrechnungen genutzt wurden. Erkenntnisse aus der Akzeptanzforschung dienen dazu, die politische Umsetzbarkeit der jeweiligen Technologien einschätzen zu können. Auf dieser Basis werden schließlich in Kapitel 4 Gestaltungsoptionen für einige langfristige energiepolitische Herausforderungen skizziert.

Die Erkenntnisse für das hier betrachtete Jahr 2050 können auch für heute anstehende Entscheidungen Orientierung liefern. So liefern sie etwa Hinweise, welche Investitionen und technologischen Weichenstellungen heute notwendig sind, um die für das Jahr 2050 gesteckten Ziele zu erreichen. Bei der Gestaltung von staatlichen Maßnahmen müssten die volkswirtschaftlichen Kosten dieser Programme beachtet und sorgfältig gegen die erzielbaren Kosteneinsparungen bei den Technologien abgewägt werden.

¹ Grundlastkraftwerke werden heute im Dauerbetrieb etwa 7.000 bis 8.000 Volllaststunden pro Jahr gefahren. Mittellastkraftwerke gleichen periodische Schwankungen im Tagesverlauf mit 4.000 bis 5.000 Volllaststunden pro Jahr aus (zum Beispiel Unterschiede im Verbrauch Tag/Nacht). Spitzenlastkraftwerke decken den darüber hinaus vorkommenden Spitzenbedarf in 1.500 bis 2.000 Volllaststunden pro Jahr ab.

2 Methodik

Die technisch-ökonomische Modellierung ist ein wichtiges Werkzeug, um die Funktionsweise von Energiesystemen zu erforschen. Im Fokus stehen dabei meist 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.

Verschiedene Energiesystemstudien bedienen sich dabei einer großen Bandbreite von Modellierungsansätzen und Annahmen. Dies macht einen Vergleich von Ergebnissen sehr schwierig. Die Autoren einer aktuellen Studie², die eine umfassende Übersicht über Studien im Bereich der Energiespeicherung und Flexibilitätsbereitstellung bietet, kommen daher zu dem Schluss, dass „eine Interpretation der Bandbreite an Ergebnissen [...] jedoch nur unter den Szenarien der gleichen Studien zulässig [ist]“.

Die meist geringe Anzahl vergleichbarer Szenarien macht es schwierig, die Zusammenhänge im Energiesystem zu identifizieren. Genau hier setzt die Arbeit, die dieser Stellungnahme zugrunde liegt,

an: Es wurde eine Methode³ 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 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 bewertet werden.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis für die Modellrechnungen zu erhalten, haben zehn technologiespezifische Fachgruppen, besetzt mit mehr als hundert Expertinnen und Experten⁴ aus Wissenschaft und Industrie, zunächst die relevanten Technologien bewertet. Auch der Ressourcenbedarf sowie gesellschaftliche Fragen wie Akzeptanz wurden berücksichtigt.

Parallel dazu untersuchte die Fachgruppe „Energieszenarien“ den Flexibilitätsbedarf möglicher Energiesysteme im Jahr 2050. Als maßgebliche Größe für den Flexibilitätsbedarf wurde für diese Szenarien die sogenannte Residuallast (Last, die nach Abzug der fluktuierenden Einspeisung durch regelbare Einheiten gedeckt werden muss) ermittelt.

Anschließend wurde mithilfe eines eigens entwickelten Rechenalgorithmus

² BMWI 2014-2.

³ Eine ausführliche Darstellung der Methodik ist in der Analyse von Elsner et al. 2015 zu finden. Zudem ist geplant, sie detailliert in einem Artikel in einer Fachzeitschrift zu beschreiben.

⁴ Eine vollständige Liste der Mitwirkenden ist Elsner et al. 2015 zu entnehmen.

für die Residuallasten der illustrativen Szenarien ein möglichst kostengünstiges Portfolio an Flexibilitätstechnologien zusammengestellt, mit dem der Strombedarf zu jeder Stunde des Jahres sicher gedeckt werden kann. Um den vielfältigen Unsicherheiten und politischen Präferenzen gerecht werden zu können, wurden diese Berechnungen für zahlreiche Parametervariationen (beispielsweise eingeschränkte Technologieverfügbarkeit, eingeschränkter Netzausbau und niedrige/hohe CO₂-Minderungsziele) durchgeführt. Auf diese Weise können unterschiedlich ausgestaltete Stromsysteme miteinander verglichen und Optionen für energiepolitisch relevante Fragen abgeleitet werden.

Abbildung 1 veranschaulicht die Arbeitsweise in der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“.

2.1 Bewertung der Flexibilitätsoptionen

Es ist anzunehmen, dass die Stromversorgung 2050 vor allem auf Weiterentwicklungen von heute bereits eingesetzten oder in der Erprobung befindlichen Technologien basiert. Um Aussagen über deren potenzielle Rolle in einem künftigen System treffen zu können, müssen Charakteristika wie Wirkungsgrade und Kosten für das Jahr 2050 realistisch eingeschätzt werden. Hierzu haben mehr als hundert Experten aus Wissenschaft und Industrie die unterschiedlichen Technologien in einem breiten Konsultationsprozess analysiert und nach einer einheitlichen Systematik quantitativ bewertet. Die technischen Randbedingungen und Kostendaten, die später in die Modellrechnungen eingegangen sind, haben die Fachgruppen gemeinsam verabschiedet.

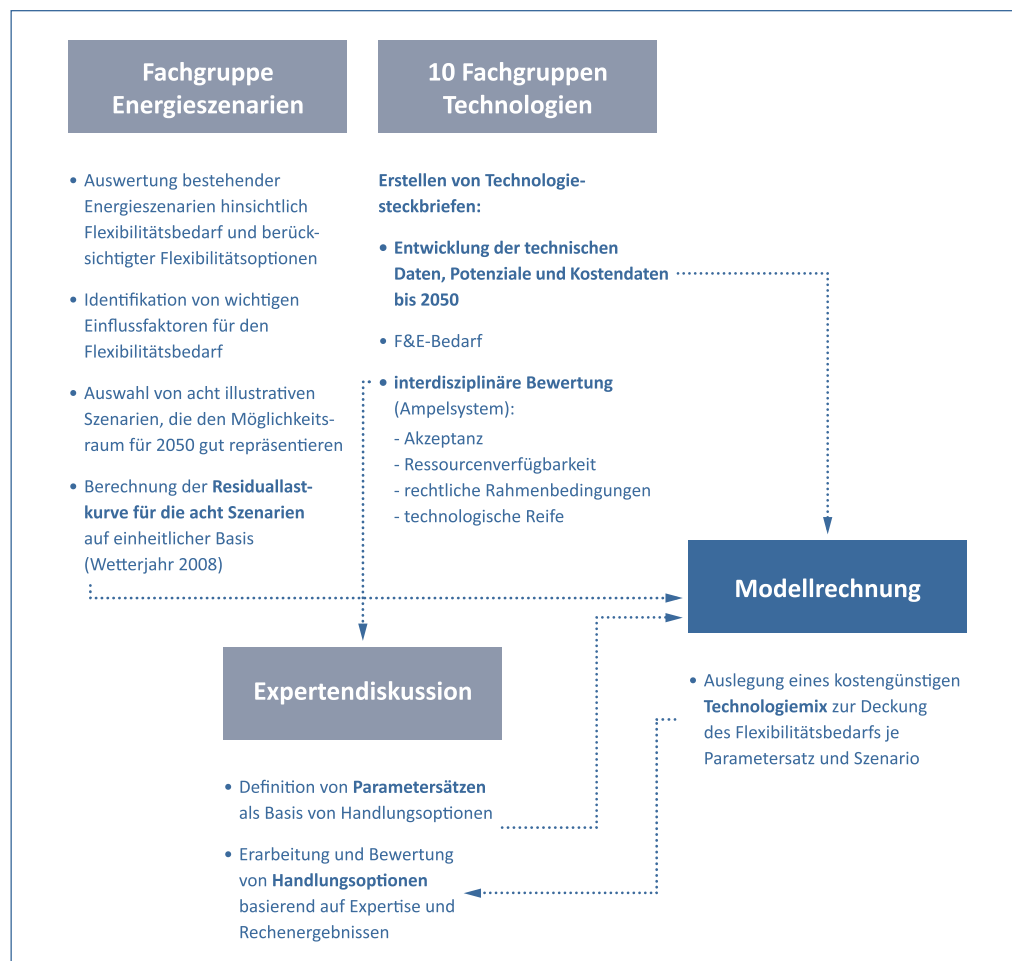


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Arbeitsweise der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Erfasst wurden alle für das Jahr 2050 relevanten Stromerzeugungstechnologien basierend auf fossilen oder erneuerbaren Primärenergieträgern, die wichtigsten Speichertechnologien und Demand-Side-Management-Potenziale sowie Übertragungsnetz- und Power-to-X-Technologien.⁵

Die Experten analysierten und bewerteten den aktuellen Stand der Technik sowie die Entwicklungsmöglichkeiten bis 2050. Der Fokus lag dabei auf den technischen Möglichkeiten und den Kosten für einen flexiblen Einsatz. Es wurden keine Technologien berücksichtigt, die heute nicht zumindest in der kommerziellen Erprobung sind.

Basierend auf den Einschätzungen der Experten zu Wirkungsgradsteigerungen und Kostensenkungen, die bis 2050 möglich sind, wurden die Annahmen für die Modellrechnungen festgelegt.⁶ 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. Zusätzlich hat die Arbeitsgruppe den konkrete Forschungs- und Entwicklungsbedarf, die gesellschaftliche Akzeptanz, die Materialverfügbarkeit sowie rechtliche Hindernisse zur Umsetzung der verschiedenen Technologien bewertet. Diese Einschätzungen dienten dazu, unterschiedliche Randbedingungen

für die Modellrechnungen zu definieren. Beispielsweise wurden im Hinblick auf die Präferenz der Bevölkerung für kleine, dezentrale Technologien und die Skepsis gegenüber dem Bau von Stromtrassen⁷ gezielt Modellrechnungen durchgeführt. Varianten sind, die Übertragungsnetze nur in geringem Umfang auszubauen oder ausschließlich kleinere, dezentrale Stromerzeugungsanlagen einzusetzen.

2.2 Energieszenarien und Flexibilitätsbedarf

Die vergleichende Szenarioanalyse diente dazu, zentrale Einflussgrößen auf den Flexibilitätsbedarf zu bestimmen und robuste, das heißt von unterschiedlich ausgestalteten Stromsystemen unabhängige Entwicklungslinien zu identifizieren. Aus der Vielzahl der Energieszenarien, die für Deutschland aktuell vorliegen, wurden zunächst acht ausgewählt, die in ihrer Gesamtheit den Entwicklungsspielraum für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems möglichst breit abbilden. Die Auswahl umfasst die folgenden Szenarien:

- S1 – Trendszenario⁸, 57 Prozent FEE (fluktuierende erneuerbare Energien)
- S2 – Klimaschutzplan NRW – B CCS⁹, 45 Prozent FEE
- S3 – Zielszenario¹⁰, 67 Prozent FEE
- S4 – Energieziel 2050 – Regionenverbund¹¹, 95 Prozent FEE
- S5 – Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung – Szenario 2.1.a¹², 91 Prozent FEE
- S6 – Energiesystem Deutschland 2050 – Referenzszenario¹³, 83 Prozent FEE

⁵ Die Stromerzeugung auf Basis von Kernspaltung wurde wegen des Ausstiegsbeschlusses der Bundesregierung, der auf einer breiten Akzeptanz in der Bevölkerung basiert, ausgeschlossen. Legt man Stromgestehungskosten zugrunde, wie sie aktuell in Großbritannien in Form eines Einspeisegesetzes für neue Atomkraftwerke angeboten werden, würde diese Technologie aber auch aus wirtschaftlichen Gründen ausscheiden. Stromerzeugung mithilfe der Kernfusion wurde als Option ausgeschlossen, da in den Expertengruppen die einhellige Meinung bestand, dass 2050 keine technisch und wirtschaftlich betreibbaren Fusionskraftwerke zur Verfügung stehen werden.

⁶ Eine vollständige Liste der Technologie- und Kostenparameter für die Modellrechnungen befindet sich im Anhang zu Elsner et al. 2015.

⁷ Ohlhorst 2009; Wüste 2012.

⁸ BMWi 2014-1.

⁹ WI 2014.

¹⁰ BMWi 2014-1.

¹¹ UBA 2010.

¹² SRU 2011.

¹³ Fh-ISE 2013.

- S7 – Szenarien der deutschen Energieversorgung – SZEN 100¹⁴, 68 Prozent FEE
- S8 – Klimaschutzszenario 2050 – Klimaschutzszenario 90¹⁵, 79 Prozent FEE

Jedes Szenario steht repräsentativ für eine spezifische (illustrative) Entwicklungslinie, die besonders relevant für den Flexibilitätsbedarf ist. Die Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der gesetzten Klimaschutzziele (Fortentwicklung des aktuellen Trends versus Klimaschutz entsprechend den Zielen der Bundesregierung oder darüber hinaus), des Einsatzes bestimmter Technologien (zum Beispiel Carbon Capture and Storage (CCS)) sowie insbesondere des Anteils fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien (FEE) an der Stromerzeugung.

Als weiteres Szenario wird in dieser Stellungnahme ein Stromsystem betrachtet, in dem Wind und Photovoltaik mehr Strom erzeugen können, als verbraucht wird (FEE-Überinstallation mit 136 Prozent FEE).¹⁶

In den illustrativen Szenarien variiert die jährliche Stromnachfrage zwischen 450 und 750 Terawattstunden. Zum Vergleich: Heute werden in Deutschland rund 600 Terawattstunden erzeugt. Der Anteil der Einspeisung aus den fluktuierenden erneuerbaren Quellen Wind und Photovoltaik liegt heute bei etwa 15 Prozent und in den Szenarien für 2050 zwischen 45 und 95 Prozent. Diese große Spannweite ergibt sich aus unterschiedlichen Annahmen darüber, wie stark der Verbrauch an Strom durch die Umsetzung

von Effizienzmaßnahmen sinkt oder ob eine zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors angenommen wird. Letzteres würde zu einer steigenden Nachfrage durch neue Stromverbraucher wie Elektromobilität oder elektrische Wärmepumpen führen. In einigen Szenarien spielt auch die Erzeugung synthetischer Gase oder Kraftstoffe mithilfe von Strom eine große Rolle.

Um den Analyseaufwand zu begrenzen und eine Vergleichbarkeit für die folgenden Berechnungsschritte herzustellen, wurden folgende Vereinfachungen vorgenommen:

Es wurden nur die jährliche Stromnachfrage sowie die Erzeugung aus Laufwasser, Photovoltaik und Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen als gesetzte Größen übernommen. Die Szenarien markieren so den Entwicklungskorridor für die fluktuierende Einspeisung und den Strombedarf. Der in den Szenarien ausgewiesene zusätzliche Kraftwerkspark oder die darin enthaltenen Speicher wurden ausgeklammert.

Es wurden sowohl einheitliche technische Parameter für die fluktuierenden Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt als auch die gleichen Annahmen für die geografische Verteilung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen über Deutschland.¹⁷

Die in den Rechnungen unterstellte zeitliche Charakteristik der Erzeugung aus Wind und Photovoltaik basiert auf den Wetterdaten des Jahres 2008. Dieses Wetterjahr enthält zwei längere Dunkelflauten-Phasen und ist damit für die Systemauslegung ein durchaus anspruchsvolles Wetterszenario. Die Lastkurve, das heißt die stündlichen Werte der Stromnachfrage, dieses Jahres ist aufgrund der speziellen konjunkturellen

¹⁴ BEE 2014.

¹⁵ BMUB 2014.

¹⁶ Anders als bei den anderen acht verwendeten Szenarien werden die Wind- und Photovoltaikkapazitäten in diesem Szenario so ausgelegt, dass sie rund ein Drittel mehr Strom erzeugen könnten, als zur Deckung des Strombedarfs notwendig ist. Damit können auch unter Berücksichtigung der Verluste signifikante Energiemengen in Langzeitspeicher eingespeichert werden. Das Szenario dient als Vergleichspunkt für Ansätze, die die Energieversorgung nicht nur CO₂-frei, sondern auch nahezu vollständig mit Wind- und Photovoltaikanlagen ermöglichen. In der Analyse von Elsner et al. 2015 ist dieses Szenario nicht enthalten.

¹⁷ Unter anderem hierdurch ergeben sich leichte Abweichungen im Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Vergleich zu den zugrunde liegenden Studien.

Lage (Wirtschaftskrise) des Jahres 2008 jedoch nicht repräsentativ. Daher wurde die Lastcharakteristik des Jahres 2010 verwendet. Sie wurde durch Skalierung dem jeweiligen Strombedarf der Szenarien angepasst. Für jedes Szenario wurde die Residuallast in stündlicher Auflösung, das heißt für 8.760 Stunden im Jahr,

berechnet. Die Residuallast beschreibt, wie viel Leistung zusätzlich zur fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne bereitgestellt werden muss, oder wie groß die Leistungsüberschüsse sind. Diese Differenz aus Stromnachfrage und -verbrauch definiert den jeweiligen Flexibilitätsbedarf.

Dunkelflauten

Das Ergebnis der Modellberechnungen hängt stark von den verwendeten Wetterdaten ab. Dabei ist insbesondere die längste Phase mit keiner oder geringer Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik für die Struktur des resultierenden Energieversorgungssystems von zentraler Bedeutung. Solche Phasen werden auch als *Dunkelflauten* bezeichnet. Kritisch sind diese Phasen, wenn mit zunehmender Dauer der Ladestand der Speicher abnimmt und auch die Flexibilitäten über Demand-Side-Management aufgebraucht sind. Für die längste anzunehmende Dunkelflaute müssen deshalb ausreichend ergänzende Stromerzeugungskapazitäten und Energieträger bereitgehalten werden, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Das können Kohle, Erdgas oder Biomasse sein, Wasser in sehr großen Speichern oder Gas, das aus erneuerbaren Energien erzeugt worden ist (Power-to-Gas).

Die Ergebnisse dieser Stellungnahme basieren auf dem Wetterjahr 2008. Es enthält zwei längere Dunkelflauten-Phasen und ist damit ein durchaus anspruchsvolles Wetterszenario. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne, länger andauernde Dunkelflauten eintreten und entsprechend noch mehr gespeicherte Energie notwendig wäre. Grundsätzlich hilft aber ein Mix aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen dabei, die Auswirkungen von Wetterextremen zu begrenzen.

Residuallast

Die Residuallast entspricht der Differenz zwischen der Nachfrage nach Strom aller Stromverbraucher und der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Sie muss zu jeder Stunde durch den Einsatz von Flexibilitätstechnologien auf Null gebracht werden.

Eine positive Residuallast bedeutet, dass die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. In diesem Fall muss zusätzlich Strom zum Beispiel aus flexiblen Kraftwerken (beispielsweise Erdgas-, Kohle- oder Bioenergieanlagen) oder Speichern bereitgestellt werden, oder der Verbrauch muss durch Abschalten flexibler Verbraucher reduziert werden (Demand-Side-Management). Eine negative Residuallast bedeutet, dass die Erzeugung aus Wind und Photovoltaik größer ist als die zeitgleiche Nachfrage. Der überschüssige Strom kann in diesem Fall verwendet werden, um Speicher aufzufüllen, flexible Verbraucher zu betreiben oder Strom in andere Energieformen beziehungsweise -träger umzuwandeln (zum Beispiel Power-to-Heat oder Power-to-Gas). Alternativ können aber auch Windkraft- oder Photovoltaikkapazitäten abgeschaltet werden. Damit definiert der stetig notwendige Lastausgleich den Flexibilitätsbedarf eines Stromsystems.

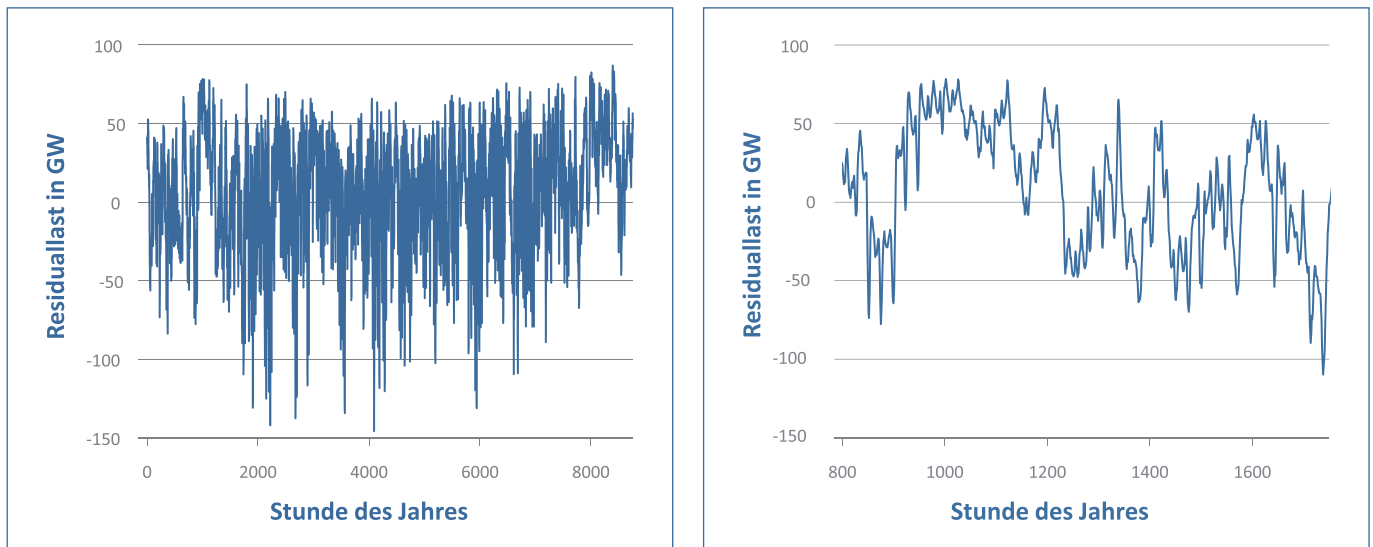


Abbildung 2: Residuallast für das Szenario S6 (Definition siehe zum Beispiel Abbildung 3) für das ganze Jahr (links) und für einen Ausschnitt dieses Jahres von etwas mehr als einem Monat (rechts)

Abbildung 2 zeigt beispielhaft den zeitlichen Verlauf der residualen Stromnachfrage anhand des Basiswetterjahres 2008. Hier wird der Effekt länger anhaltender Wetterphänomene deutlich. So zeigen sich in den Stunden von etwa 900 bis 1.200 ein zweiwöchiger und rund um die Stunde 8.000 ein dreiwöchiger Zeitraum mit durchweg hohen positiven Residuallasten. Das bedeutet, dass in dieser Zeit besonders viele regelbare Kraftwerke (Kohle, Gas, Biogas etc.) oder Langzeitspeicher eingesetzt werden müssen. Ursächlich dafür ist eine sehr geringe Stromeinspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen (Dunkelflaute). Nicht zuletzt solche Extremsituationen bestimmen sehr stark den absoluten Bedarf an sicher verfügbarer Leistung (notwendige Kapazitäten) und den geeigneten Mix an Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 3 zeigt die jährliche fluktuierende Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sowie den Residualbedarf für jedes der verwendeten Szenarien. In einigen Szenarien wird die Nachfrage fast vollständig über Wind und Photovoltaik gedeckt (S4, S5). Im Szenario S9 wird im Jahresverlauf sogar mehr Strom erzeugt als benötigt. In anderen Szenarien muss weiterhin mehr als die Hälfte der Stromnachfrage durch andere Erzeugungstechnologien wie konventionelle Kraftwerke, Geothermieranlagen oder Biomassekraftwerke gedeckt werden. Speicher oder Demand-Side-Management können zwar einen Teil des Strombedarfs in andere Zeiten verschieben, jedoch keinen direkten Erzeugungsbeitrag leisten. Wird zu Zeiten des Stromüberschusses fluktuierende Einspeisung abgeregelt, werden also Wind- und Solaranlagen vom Netz genommen, erhöht sich entsprechend der Bedarf an zusätzlicher Erzeugung.

Wird zu Zeiten des Stromüberschusses fluktuierende Einspeisung abgeregelt, werden also Wind- und Solaranlagen vom Netz genommen, erhöht sich entsprechend der Bedarf an zusätzlicher Erzeugung.

2.3 Modellrechnungen

Ziel der Modellrechnungen war es, auf Basis der ermittelten Residuallasten den jeweils kostengünstigsten Mix an Flexibilitätstechnologien zur Deckung der Stromnachfrage sowie den Technologieeinsatz im Jahresverlauf zu bestimmen. Dazu wurde eigens eine neue Berechnungsmethode mit folgenden Randbedingungen und Annahmen entwickelt:

- Es werden die voraussichtlich für das Jahr 2050 relevanten Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität betrachtet.
- Die Modellrechnungen sind auf Deutschland begrenzt, eine mögliche Flexibilitätsbereitstellung durch Nachbarländer wird nicht berücksichtigt.

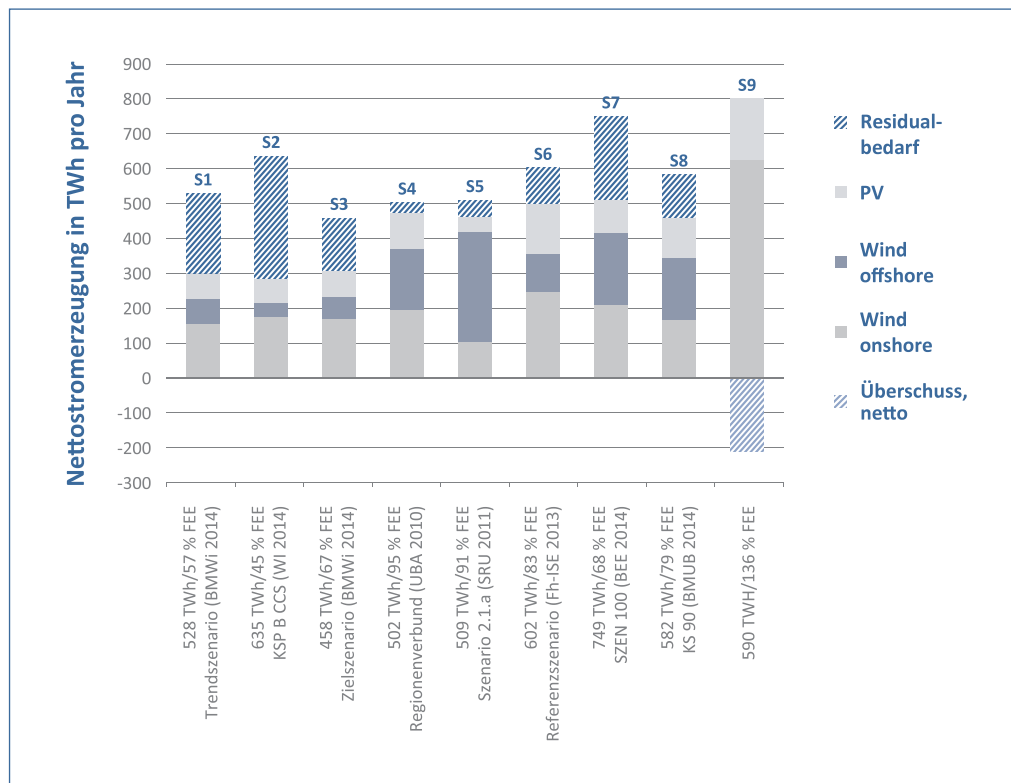


Abbildung 3: Nettostromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in den neun ausgewählten Szenarien. Die prozentualen Anteile von Wind und Photovoltaik in den Bezeichnungen der Szenarien sind auf den Nettostrombedarf¹⁸ bezogen und stellen maximale Anteile dar, wenn keine Abregelung fluktuierender Erzeugung erfolgt.

- Der Fokus liegt auf dem Stromsektor. Der Wärmemarkt, der Gasmarkt und die Elektromobilität werden nur in Bezug auf ihre Potenziale zur Bereitstellung von Flexibilität beziehungsweise Verwertung von Überschussstrom (negative Residuallast) berücksichtigt.
- Die Auslegung des Technologieparks erfolgt auf Basis volkswirtschaftlicher Erwägungen, das heißt, die Stromgestehungskosten werden im Hinblick auf Investitions- und Betriebskosten der Anlagen minimiert. Betriebswirtschaftliche Interessen oder dezidierte Marktmodelle bleiben unberücksichtigt.
- Die Betrachtung ist Stichjahr-bezogen und basiert auf der modelltechnischen Annahme, dass ein kompletter Flexibilitätspark im Jahr 2050 neu aufgebaut wird („Grüne-Wiese“-Ansatz). Das be-

deutet, es wird nicht die Entwicklung des Kraftwerksparks ausgehend von heute bis zum Jahr 2050 untersucht, sondern vereinfachend davon ausgegangen, dass ein vollständig neuer Kraftwerkspark errichtet wird. Die Netzinfrastuktur dagegen wird standardmäßig als ideal ausgebaut angenommen („Kupferplatte“).

- Die Berechnungen erfolgen für das Wetterjahr 2008. Dieses Jahr enthielt einige Herausforderungen hinsichtlich der Energiebereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (zum Beispiel ausgeprägte Dunkelflauten).
- Es findet eine stundengenaue Betrachtung des gesamten Jahres statt, sodass berücksichtigt wird, dass Speicher nur dann eingesetzt werden, wenn sie noch ausreichend gespeicherte Energie aus vorhergehenden Ladephasen aufweisen.
- Der Anteil von Wind und Photovoltaik ist durch die Szenarien vorgegeben. Eine Berechnung des volkswirtschaftlich optimalen Wind- und Photovoltaik-

¹⁸ Im Gegensatz zum Bruttostrombedarf beinhaltet der Nettostrombedarf nicht den Eigenverbrauch von Kraftwerken und keine Übertragungsverluste. Unter anderem hierdurch ergeben sich Abweichungen zu den Angaben in den zugrunde liegenden Studien.

anteils erfolgt nicht, aber es werden die Kosten der Wind- und Photovoltaikanlagen entsprechend dem jeweiligen Ausbaugrad berücksichtigt. Es wird also nicht das gesamte Stromversorgungssystem optimiert, sondern nur das Portfolio der Flexibilitätstechnologien. Dafür wird durch den Vergleich mehrerer Szenarien eine große Bandbreite möglicher Ausbauszenarien für Windkraft und Photovoltaik berücksichtigt.

- Die Daten für Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatskosten für 2050 entstammen der Energiereferenzprognose für die Bundesregierung¹⁹ aus dem Jahr 2014.
- Alle Berechnungen erfolgen in Preisen von 2014 ohne Berücksichtigung der Inflation.

Aus den Modellrechnungen ergeben sich schließlich die notwendigen installierten Leistungen²⁰ aller Flexibilitätstechnologien, die jährliche Stromerzeugung je Technologie, die jährlichen CO₂-Emissionen des Stromsektors sowie die Gesamtkosten des Stromsystems (ohne Netzkosten). Mit diesen Daten wurden wiederum die Stromgestehungskosten der unterschiedlich gestalteten Stromsysteme (Erzeugungs- und Flexibilitätstechnologien) berechnet. Entsprechend dem volkswirtschaftlichen Betrachtungsansatz enthalten diese Kosten keine Steuern, Umlagen oder Konzessionsabgaben.

Da sich mit dieser Methode nicht alle betrieblichen Optimierungspotenziale berechnen lassen, ergeben sich natürlich Ungenauigkeiten. Diese werden vor dem Hintergrund der Zielsetzung dieser Untersuchung – dem Vergleich unterschiedlich

ausgestalteter Stromerzeugungssysteme – aber als eher unbedeutend eingeschätzt. Darüber hinaus reichen die den Szenarien zugrunde liegenden Annahmen 35 Jahre in die Zukunft und sind damit in jedem Fall mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Trotzdem können die hier gewonnenen Erkenntnisse politische Entscheidungen unterstützen. Denn der Vorteil der Berechnungsmethode liegt darin, dass durch eine breite Sensitivitätsanalyse viele technische und gesellschaftliche Einflussfaktoren berücksichtigt werden können. Damit kann ein großer Möglichkeitsraum abgedeckt werden.

Die Berechnung dauert nur einige Minuten auf einem Standard-PC. Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe nutzte diesen Vorteil, um für die einzelnen Szenarien jeweils zahlreiche Varianten zu berechnen. Basierend auf den interdisziplinären Bewertungen der Fachgruppen wurden verschiedene Randbedingungen für die Auslegung des Flexibilitätsparks festgelegt, die charakteristische Entwicklungsmöglichkeiten des Stromsystems abbilden, unter anderem:

- hohe und niedrige CO₂-Einsparung
- größte für möglich gehaltene Kostendegression für CSP, Geothermie, Photovoltaik und Wind
- mit und ohne Energieimporte
- mit und ohne CCS
- 100 Prozent erneuerbare Energien
- nur mit dezentralen Erzeugungsanlagen und reduziertem Netzausbau²¹

Insgesamt wurden rund 140 Möglichkeiten eines zukünftigen Stromversorgungssystems („Systemvarianten“) berechnet. Von diesen wird angenommen, dass sie die Bandbreite der möglichen Entwick-

¹⁹ BMWi 2014-1; unter anderem werden hier ein Erdgaspreis von 33,1 Euro pro Megawattstunde (thermisch, das heißt enthaltener Wärmeenergie) und ein CO₂-Zertifikatspreis von 76 Euro pro Tonne angenommen.

²⁰ Die installierte Leistung bezeichnet die Maximalleistung der Anlagen. Weil der Anlagenbetrieb dynamisch ist, wird die Maximalleistung nur zu gewissen Zeiten erreicht.

²¹ Eine vollständige Liste der durchgeführten Modellrechnungen ist in der Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050* (Elsner et al. 2015) zu finden.

lungen der Stromversorgung gut abdecken. Auf diese Weise können viele mögliche Ausgestaltungen des Stromsystems aufgezeigt und verglichen sowie der Einfluss verschiedener Randbedingungen, wie etwa politische Entscheidungen für oder gegen bestimmte Technologien, untersucht werden.

Als Referenzszenario wird eine Systemvariante herangezogen, die auf den Wind- und Photovoltaikanteilen und der Stromnachfrage des Zielszenarios der Bundesregierung beruht. Das Referenzszenario wird in Kapitel 4 als Vergleichspunkt für verschiedene Ausgestaltungen des Stromsystems verwendet.

Das Referenzszenario (basierend auf dem Zielszenario der Bundesregierung von 2014²²)

Die für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie erstellte Energiereferenzprognose enthält ein Zielszenario, das auf die Erfüllung der deutschen Klimaschutzziele ausgerichtet ist. Es modelliert, welche Zwischenergebnisse erforderlich wären, um die Vorgaben aus dem Energiekonzept der Bundesregierung zu erreichen. Es geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch von 553 Terawattstunden (2020) zunächst auf 509 Terawattstunden (2030) und schließlich auf 475 Terawattstunden (2050) durch die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sinkt. Neue Anwendungen für Strom wie Elektromobilität, Wärmeerzeugung über elektrische Wärmepumpen kompensieren den sinkenden Strombedarf dabei teilweise. Im Zielszenario nicht berücksichtigt ist die Option der Erzeugung von Gas und Chemikalienvorprodukten aus Strom, die den Strombedarf zusätzlich erhöhen würden. Gleichzeitig steigt der Anteil erneuerbarer Energien²³ am Bruttostromverbrauch²⁴ von 46 Prozent (2020) über 62 Prozent (2030) auf 79 Prozent (2050).

Als Referenzszenario im Rahmen dieser Stellungnahme wird ein Stromsystem auf Basis des FEE-Anteils (67 Prozent) sowie des Nettostrombedarfs (458 Terawattstunden im Jahr 2050) des Zielszenarios der Bundesregierung herangezogen. Der dazugehörige Flexibilitätspark wird mit der für alle Varianten verwendeten Methode berechnet. Dabei werden im Referenzszenario die Technologien Braunkohle-CCS und Solarthermie aufgrund der Umsetzungsrisiken ausgeschlossen sowie ein CO₂-Minderungsziel von 90 Prozent gegenüber 1990 vorgegeben. Der resultierende Flexibilitätspark ist in Abbildung 6 dargestellt.

²² BMWi 2014-1.

²³ Dieser beinhaltet neben Wind und Photovoltaik auch andere erneuerbare Energien wie zum Beispiel Biomasse.

²⁴ Im Gegensatz zum Nettostromverbrauch beinhaltet der Bruttostromverbrauch auch den Eigenverbrauch von Kraftwerken und Übertragungsverluste.

3 Die Stromversorgung im Jahr 2050

Ausgehend von den Szenarien lassen sich einige Grundzüge der Stromversorgung im Jahr 2050 ableiten. In diesem Kapitel werden die zur Verfügung stehenden Flexibilitätstechnologien vorgestellt inklusive der für die Modellrechnungen relevanten Randbedingungen sowie der notwendigen Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Für die Implementierung spielt neben der technologischen Entwicklung auch deren gesellschaftliche Akzeptanz eine wichtige Rolle.

Technologieportfolio auf die wichtigsten Technologien beschränkt (siehe Abbildung 3).²⁵

Um die angenommenen Potenziale eines flexiblen Stromsystems im Jahr 2050 tatsächlich ausschöpfen zu können, müssen mitunter noch erhebliche Fortschritte im Bereich Forschung und Entwicklung erzielt werden.

3.1 Flexibilitätstechnologien in der Übersicht

Das Stromversorgungssystem 2050 wird aus einem Mix von fluktuierenden Erzeugern und Flexibilitätstechnologien bestehen. Durch eine Kombination dieser beiden Technologiangruppen muss zu jeder Zeit das für den sicheren Betrieb des Stromnetzes notwendige Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch hergestellt werden.

Als Flexibilitätstechnologien werden Einheiten bezeichnet, die auf Anforderung die Einspeisung von Strom erhöhen oder verringern (flexible Stromerzeuger), die Aufnahme von Strom zeitlich verschieben können (flexible Lasten) oder Überschüsse in andere Zeiten verlagern (Speicher). Elektrische Netze sind in der Lage, einen Ausgleich über geografische Regionen hinweg zu ermöglichen und ergänzen daher die vorher genannten Technologien. Um die Analysen überschaubar zu halten, wurde das

²⁵ Für eine ausführliche Beschreibung der einzelnen Technologien und der Annahmen zur Modellberechnung siehe die Analyse von Elsner et. al. sowie die von den einzelnen Fachgruppen erstellten Technologiesteckbriefe, die unter www.acatech.de/flexibilitaetskonzepte-2050 zum Download zur Verfügung stehen werden.

Fluktuierende Erneuerbare (FEE) ¹⁾	Flexible Stromerzeuger	Speicher/ flexible Lasten	Netze ¹⁴⁾
Wind Onshore, Offshore	Biomasse Gasturbine und GuD-Anlagen ²⁾ , Holzkraftwerke	Speicher Wasserstoff ⁷⁾ , Methan (Gas), Methan (GuD), Druckluft ⁸⁾ Pumpspeicher, Batterie ⁹⁾	
PV	Solarthermie ³⁾	DSM im Strommarkt ¹⁰⁾ Haushalt, Gewerbe-Handel- Dienstleistung, Industrie	
	Geothermie ⁴⁾	DSM im Wärmemarkt Haushalt, Gewerbe-Handel- Dienstleistungen ¹¹⁾	
	Konventionelle Kraftwerke Steinkohle, Braunkohle ⁵⁾ , Braunkohle mit CCS, Gasturbine, GuD, Motor, Industrielle KWK ⁶⁾	Power-to-X Power-to-Heat ¹²⁾ , Power-to-Gas ¹³⁾	

Abbildung 4: In den Modellrechnungen berücksichtigtes Technologieportfolio²⁶

- 1) Die erzeugten Energiemengen werden durch die Szenarien vorgegeben. Bei PV-Anlagen wurde ein Mix aus Dach- und Freiflächenanlagen angenommen.
- 2) Betrieben mit ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan; diese Annahme wurde zur Modellvereinfachung getroffen und soll nicht andere Technologien zur Biomasseverstromung ausschließen. Angenommen wird, dass das Potenzial bei maximal dem Doppelten der heute zur Stromerzeugung eingesetzten Biomasse liegt.
- 3) Solarthermisches Kraftwerk, Standort Marokko, optional ausgestattet mit Wärmespeicher und Erdgaszuführung.
- 4) Technisch-angelegte Systeme (Hot-Dry-Rock-Verfahren); das angenommene Potenzial liegt bei maximal 30 GW installierter elektrischer Leistung.
- 5) Der Umfang der möglichen Braunkohleförderung wurde auf den heutigen Stand begrenzt.
- 6) Berücksichtigt wurden Anlagen mit über das Jahr gleichbleibendem Wärmebedarf (Potenzial: 2,4 GW elektrische Leistung).
- 7) Bei Wasserstoffspeichersystemen wurden nur Gasturbinen zur Rückverstromung betrachtet. Prinzipiell könnten alternativ auch Brennstoffzellen eingesetzt werden. Falls zum Beispiel im Automobilsektor ein Massenmarkt für Brennstoffzellen entsteht und dadurch massive Kostensenkungen und Fortschritte bei der Lebensdauer erzielt werden, könnten Brennstoffzellen vor allem bei Anlagen mit geringer Auslastung in Zukunft kostengünstiger sein als Gasturbinensysteme.
- 8) Adiabate Druckluftspeicher (Druckluftspeicher mit integrierter Abwärmenutzung).
- 9) Es wird hier keine konkrete Batterietechnologie verwendet, sondern ein generischer Typ, der mögliche Entwicklungen bis 2050 zusammenfasst.
- 10) Angenommene Gesamtpotenziale für positive Regelernergie, das heißt Leistungsbereitstellung: Haushaltssektor (inklusive der Nutzung von PV-Batteriesystemen und Elektrofahrzeugbatterien): 65 GW; Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor: 1 GW; Industriesektor: 3,4 GW.
- 11) Berücksichtigt wurde insbesondere Brauchwassererwärmung, da diese nicht saisonal schwankend ist.
- 12) Wärmeerzeugung durch Elektrodenheizkessel für über das Jahr gleichbleibende Wärmelasten (Grundlast) im Bereich der Fernwärme und Industrie (angenommenes Potenzial: 9 GW elektrische Leistung), Kosten- und CO₂-Gutschrift für die erzeugte Wärme sind äquivalent dem eingesparten Erdgas.
- 13) Synthetische Erdgaserzeugung durch Elektrolyse und Methanisierung; Kosten- und CO₂-Gutschrift für das erzeugte Gas äquivalent zu Erdgas.
- 14) Hochspannungs-Gleichstromübertragung (berücksichtigt bei Stromtransport der CSP-Anlagen und Übertragungsnetzen zur Regionenvernetzung).

²⁶ Die Strombereitstellung aus Laufwasserkraft ist prinzipiell auch fluktuierend, jedoch mit geringeren Schwankungsbreiten als bei Wind und PV. Sie wird in der Residuallastbestimmung in etwa mit den heute installierten Leistungen berücksichtigt, aber aufgrund der bedeutend geringeren Fluktuationen bei der Angabe des FEE-Anteils vernachlässigt. Die Kosten der Laufwasserkraft werden vernachlässigt. Da die Energiemenge in allen Szenarien in etwa gleich ist, hat dies auf den Kostenvergleich der hier vorgestellten verschiedenen Varianten des Stromsystems keinen Einfluss.

Technologie	Forschungs- und Entwicklungsbedarf
Photovoltaik	• kostengünstigere Produktionsverfahren • Erhöhung des Wirkungsgrades • Weiterentwicklung und Innovation beispielsweise durch Einsatz neuer Materialien • intelligente Systemlösungen, zum Beispiel hochintegrierte Wechselrichter-Batterie-Systeme
Windkraft	• Modellierung von Windbedingungen und Auswirkungen aerodynamischer Phänomene auf die Windturbine • Erhöhung der Netzdienlichkeit (Kurzfristvorhersagen, Spannungs- und Frequenzhaltung) zur Verbesserung der Systemintegration • neue Materialien und Tragstrukturen/Verankerungen • kostengünstigere Fertigungsverfahren • ökologische Auswirkungen der Offshore-Windkraft
Biomasse	• Umwandlungstechnologien, zum Beispiel Vergasung fester Brennstoffe • Flexibilisierung der Anlagen • Technologien zur Erschließung biogener Reststoffe und Nebenprodukte • Quantifizierung der Potenziale
Solarthermie	• Erhöhung der Prozesstemperatur durch stärker konzentrierende Systeme (Effizienzsteigerung) • alternative Wärmeträgerfluide und Speichersysteme für den Einsatzbereich von 600 bis 1.200 °C zur Effizienzsteigerung und Verringerung der Speichergröße • Integration von Hochtemperaturkreisläufen (zum Beispiel Gasturbinen) • günstigere Hochtemperatur-Wärmespeicher-Materialien
Geothermie	• kostengünstige, minimal-invasive Erkundungsbohrtechniken • technische Komponenten für eine heiße, korrosive Umgebung • Optimierung der Verfahren zum gezielten Anlegen hydraulischer Risse • Langzeituntersuchungen zur Ergiebigkeit der Bohrungen
Konventionelle Kraftwerke	• dynamische Simulation von Kraftwerken, um Auswirkungen flexibler Fahrweise besser quantifizieren zu können • Integration von Speichern in den Kraftwerksprozess zur Verbesserung der Flexibilität • Weiterentwicklung von Carbon Capture and Usage (CCU) und Kohlevergasung • an flexible Betriebsweise angepasste Werkstoffe
Speicher	• Verbesserung beziehungsweise grundlegende Innovationen bei Prozessen, Materialien, Elektrolyten und Systemkomponenten • kostengünstige, innovative Materialien und Fertigungsverfahren unter Wiederverwendung und Vermeidung seltener Elemente • Erhöhung von Wirkungsgrad und Betriebssicherheit • Optimierung der Einbindung in das Gesamt-Energiesystem
DSM Strom	• volkswirtschaftliche Modelle zur Betrachtung der gesamten Energiewertschöpfungskette • hard- und softwaretechnische Anforderungen an DSM-Komponenten • DSM-konforme Gestaltung von Geräten und Prozessen; Standardisierung, Entwicklung und Erprobung intelligenter Steuer- und Regelverfahren für das Zusammenspiel einer großen Zahl dezentraler Einheiten im Stromsystem • systematische Feldstudien zur aktiven Akzeptanz von DSM mit großen Stichproben, insbesondere im Bereich Elektromobilität und PV-Speicher
DSM Wärme	• Kopplung von Strom- und Wärmemarkt • Tarifmodelle, die die Ausnutzung von Flexibilitätspotenzialen wirksam stimulieren • intelligente Regelungskonzepte unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen • weitere Optimierung von Hybridanlagen, zum Beispiel Hybrid-Wärmepumpen, die wahlweise mit Strom und/oder Erdgas betrieben werden können
Power-to-X	• Senkung der Investitionskosten • Technologien zur elektrischen Erzeugung von Hochtemperaturwärme (Power-to-Heat) im industriellen Bereich • elektrische Herstellung von Synthesegasen als Ausgangsstoff für die chemische Industrie
Netze	• vermaschter Betrieb von Gleichstromnetzen und hybriden Gleichstrom- und Drehstromnetzen • Verfahren zur Netzautomatisierung über mehrere Spannungsebenen hinweg inklusive Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz • technologische Innovationen bei leistungselektronischen Komponenten und Übertragungstechnologien • kostengünstige Maßnahmen zur Minimierung der Feldexposition, wie im Bundesimmissionsschutzgesetz gefordert

Tabelle 1: Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei Flexibilitätstechnologien

3.2 Akzeptanz einzelner Flexibilitätstechnologien

Nach dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung rücken Proteste in den Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit, die sich gegen bestimmte, auch mit der Energiewende verbundene Technologie- und Infrastruktur wenden.

Nach Meinungsumfragen und wissenschaftlichen Untersuchungen stimmt die Mehrheit der Gesellschaft in Deutschland mit den Umwelt- und Klimaschutzzielen der Bundesregierung sowie dem Beschluss zum Atomausstieg überein. Von allen Energietechnologien haben die Anlagen für erneuerbare Energien die größte Zustimmung. Dabei werden Biogasanlagen allerdings deutlich kritischer bewertet als Solar- und Windkraftanlagen.²⁷ Kleine, dezentrale Anlagen werden von der Mehrheit der Befragten eher befürwortet als große, eher zentrale Anlagen.²⁸

Der Energieträger Kohle dagegen wird überwiegend negativ bewertet: Nur knapp ein Viertel der Bevölkerung spricht sich für die Nutzung in Deutschland aus. Der Einsatz von konventionellem Erdgas wiederum findet bei rund der Hälfte der Bevölkerung Zustimmung.²⁹ Eine große Skepsis zeigt sich gegenüber großtechnologischen Anwendungen wie beispielsweise CCS.³⁰ Gegenüber Stromnetzen und Speichern gibt es insbesondere dann Vorbehalte, wenn befürchtet wird, dass sie nicht für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, sondern aus Kohlekraftwerken gebaut werden sollen.³¹

Wie etwa die aktuelle Debatte um den Bau der Stromtrasse SuedLink³² zeigt, ist es schwierig, neue Technologien gegen

den Widerstand von Teilen der Bevölkerung einzuführen. Vor diesem Hintergrund werden hier Studienergebnisse³³ zur Akzeptanz einzelner Energietechnologien herangezogen, um deren Umsetzungschancen zu bewerten. In den Modellrechnungen wurden einzelne als kritisch eingestufte Technologien ausgeschlossen.³⁴ Um die Auswirkungen eines Einsatzes dieser als kritisch angesehenen Technologien einschätzen zu können, wurden diese jedoch auch in einzelnen Varianten als mögliche Optionen zugelassen.

Für dezentral eingesetzte Flexibilitätstechnologien wie Elektromobilität, Photovoltaik oder Demand-Side-Management gibt es meist eine relativ hohe **passive Akzeptanz**, das heißt die Nutzung wird grundsätzlich befürwortet.³⁵ Der hiermit erzielbare Flexibilitätsbeitrag hängt jedoch maßgeblich von der **aktiven Akzeptanz ab**.³⁶ Gemeint ist die Bereitschaft, eine Technologie nicht nur zu dulden, sondern sie auch selbst zu nutzen und gegebenenfalls eine entsprechende Kaufentscheidung zu treffen. Inwieweit die Bürger aber tatsächlich bereit wären, im Zuge von Demand-Side-Management ihre Geräte „von außen“ steuern zu lassen, dafür gibt es bislang kaum empirische Daten. Der Wissensstand in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz sollte daher durch wissenschaftliche Untersuchungen weiter ausgebaut werden.

3.3 Eigenschaften des Stromsystems der Zukunft

Die für die einzelnen Szenarien ermittelten Residuallasten lassen sich für den Verlauf des Jahres 2050 auch als Dauerlinie darstellen (Abbildung 5).

²⁷ AEE 2012.

²⁸ Ohlhorst 2009; Wüste 2012.

²⁹ IEK-STE 2014.

³⁰ Pietzner/Schuhmann 2012.

³¹ Hübner/Hahn 2013; Bruns et al. 2012.

³² Vergleiche zum Beispiel Balser 2015.

³³ Zum Beispiel Hübner et al. 2012; TNS 2012; TNS 2013.

³⁴ Gleichwohl fehlen bislang Untersuchungen zur Akzeptanz von Gesamtsystemen unter Berücksichtigung des gesamten Technologieportfolios inklusive Stromerzeugung, Speicher, Netze und DSM.

³⁵ Demski et al. 2013; TNS 2012.

³⁶ Dethloff 2004.

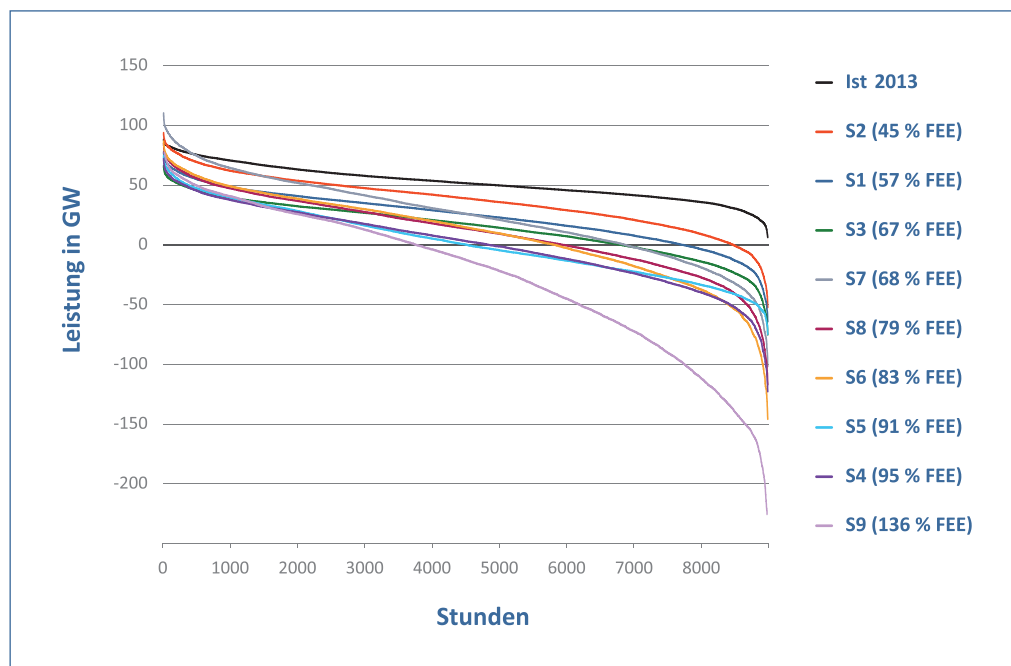


Abbildung 5: Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2050

Aus der Jahresdauerlinie wird ersichtlich, wie viele Stunden im Jahr positive beziehungsweise negative Residuallast vorliegt. Der Schnittpunkt mit der X-Achse (o-Linie) markiert die Zahl der Stunden im Jahr, in denen weniger Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren zur Verfügung steht als nachgefragt wird. Ausgehend von der aktuellen Jahresdauerlinie (Ist 2013, schwarze Linie) verschiebt diese sich mit zunehmender fluktuierender Einspeisung nach unten. Daraus folgt: Die Zahl der Stunden mit positiver Residuallast sinkt, das heißt, es gibt immer weniger Stunden im Jahr, in denen Wind und Photovoltaik nicht die gesamte angenommene Stromnachfrage decken können und es entsteht ein zunehmendes Potenzial zur Nutzung von Stromüberschüssen. So besteht in den Szenarien mit einem Wind- und Photovoltaikanteil von rund 90 Prozent am Stromverbrauch ein Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung nur zu etwa der Hälfte der Stunden im Jahr, sonst besteht ein Stromüberschuss.

Entsprechend sinkt mit steigendem Anteil fluktuierender Einspeisung die maximale Laufzeit für Kraftwerke immer

weiter ab. Ununterbrochen durchlaufende Kraftwerke³⁷ werden in keinem der betrachteten Szenarien mehr benötigt. Weitergehende Analysen zeigen, dass außerdem ein deutlicher Anstieg der Lastgradienten, also der Änderungsgeschwindigkeit der Last, zu erwarten ist. Wenn also ein hoher Anteil an erneuerbarer Energie angestrebt wird, muss der Kraftwerkspark im Jahr 2050 sehr viel flexibler sein als heute, um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten.

³⁷ Ausgenommen hiervon sind Stillstandszeiten zu Wartungszwecken.

4 Gestaltungsoptionen für das Stromsystem 2050

Im folgenden Kapitel werden auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse ausgewählte energiepolitische Fragestellungen beleuchtet. Nach einer kurzen Einführung in die jeweilige Fragestellung werden, wenn immer möglich, verschiedene Optionen aufgezeigt und deren jeweilige Konsequenzen beschrieben.

4.1 Wie beeinflussen die Emissionsminderungsziele den Flexibilitätsbedarf?

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2050 um mindestens 80 Prozent zu reduzieren. Viele der heute vorliegenden Energieszenarien gehen davon aus, dass der Stromsektor einfacher oder zumindest schneller zu dekarbonisieren ist als der Wärme- oder Verkehrssektor sowie insbesondere die Industrie.³⁸ Daher werden nun im Vergleich zu einem Stromsystem mit einer 80-prozentigen Emissionsminderung Systemvarianten vorgestellt, die eine überproportionale Reduktion des Treibhausgasausstoßes im Stromsektor (90 und 100 Prozent) zum Ziel haben. Die Auswirkungen spiegeln sich in der Struktur des entsprechenden Kraftwerkparks sowie in den resultierenden Stromgestehungskosten wider. Abbildung 6 zeigt exemplarisch, wie CO₂-Minderungsziele mit der Zusammensetzung des Kraftwerkparks zusammenhängen.

1) CO₂-Minderungsziel 80 Prozent

Bei einer CO₂-Minderung von 80 Prozent kann Flexibilität im Stromsystem vor al-

lem durch Erdgaskraftwerke bereitgestellt werden. Im Mix der Flexibilitätsoptionen machen Erdgaskraftwerke mehr als vier Fünftel der installierten Flexibilitätsleistung aus. Auch der Einsatz konventioneller Braunkohlekraftwerke ist bei diesem Emissionsminderungsziel noch möglich (vergleiche Systemvariante S3 mit Braunkohle in Abbildung 6). Die Abregelung von überschüssigem Wind- und Photovoltaikstrom kombiniert mit zusätzlicher Stromerzeugung aus Erdgas ist volkswirtschaftlich meist kostengünstiger als die Speicherung von Stromüberschüssen. Daher kommen bei Restemissionen von 20 Prozent kaum Langzeitspeicher zum Einsatz.

2) CO₂-Minderungsziel 90 Prozent

Dieses ambitionierte Minderungsziel lässt sich mit unterschiedlich ausgestalteten Stromsystemen erreichen: Im Referenzszenario mit einem Wind- und Photovoltaikanteil von etwa zwei Dritteln kommt statt flexibler Braunkohle-Verstromung Bioenergie zum Einsatz (Systemvariante „S3 mit Bioenergie, Referenzszenario“ in Abbildung 6). Eine andere Möglichkeit besteht darin, Braunkohlekraftwerke mit CCS-Technologie auszustatten (Systemvariante S3 mit Braunkohle-CCS). In diesem Fall verringert sich gleichzeitig der Einsatz von Erdgas in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke. Dies ist gut in Abbildung 7 zu erkennen, in der neben den installierten Leistungen auch die von den einzelnen Technologien bereitgestellten Strommengen dargestellt sind.

Bei höheren Wind- und Photovoltaikanteilen spielen Langzeitspeicher wie beispielsweise Wasserstoffspeicher eine

³⁸ SRU 2011.

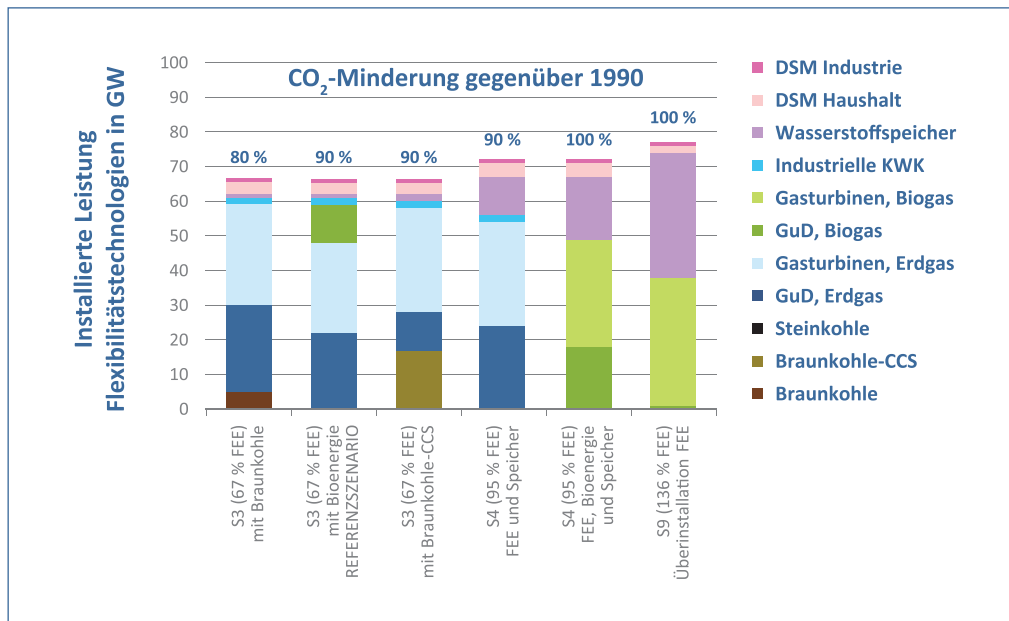


Abbildung 6: Exemplarische Zusammensetzung des Stromsystems (ohne Darstellung der Leistung von PV- und Windenergieanlagen) bei Emissionsreduktionszielen von 80 Prozent, 90 Prozent und 100 Prozent für jeweils eine Systemvariante mit der Angabe der wichtigsten Randbedingungen. Hinter der Szenarionummer sind die jeweiligen Anteile der fluktuierenden Erneuerbaren (FEE) ohne Abregelung angegeben. Die Unterschiede in der installierten Gesamtleistung kommen durch den unterschiedlichen Strombedarf in den verschiedenen Szenarien zustande.

Gasturbinen- und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke

Gasturbinen(GT)- und Gas-und-Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerke haben deutlich geringere Investitionskosten und CO₂-Emissionen als Stein- oder Braunkohlekraftwerke. Gleichzeitig sind die möglichen Brennstoffe (Erdgas, Methan, Biogas, Wasserstoff) deutlich teurer als verschiedene Kohlearten. Daher werden GT- und GuD-Kraftwerke immer dann eingesetzt, wenn nur geringere Volllaststundenzahlen erreicht werden, oder wenn der Einsatz von Kohlekraftwerken aus Gründen der Emissionsreduktion nicht oder nur eingeschränkt möglich ist.

Nach Einschätzung der Experten können GT-Kraftwerke 2050 Wirkungsgrade um 45 Prozent und GuD-Kraftwerke etwas über 60 Prozent erreichen. Der höhere Wirkungsgrad bei GuD-Kraftwerken ergibt sich durch eine Kombination aus Gas- und Dampfturbine, die aber auch mit höheren Investitionen verbunden ist. Entsprechend werden GT-Kraftwerke eingesetzt, wenn sehr kleine Volllaststundenzahlen erwartet werden und GuD-Kraftwerke bei etwas höherer Zahl von Volllaststunden.

Da das Grundkonzept der Kraftwerke für die verschiedenen Brennstoffe sehr ähnlich ist, ergibt sich eine hohe Flexibilität bei der Nutzung. Insbesondere GT-Kraftwerke können sehr schnell hochgefahren werden.

wichtige Rolle, da sie dann kostengünstiger sind als eine Kombination aus Abregelung des Überschussstroms und flexiblen Erzeugungsanlagen (vergleiche S4 FEE und Speicher in Abbildung 6). Der Grund:

Bei einem hohen Anteil an fluktuierender Einspeisung würden flexible Erzeugungsanlagen nur mit geringer Auslastung laufen. Gleichzeitig gibt es in wind- und sonnenreichen Zeiten so hohe Stromüberschüs-

se, dass Langzeitspeichersysteme hinreichend ausgelastet sind.

Allen Stromsystemen mit einer 80-beziehungsweise 90-prozentigen Emissionsreduktion gemein ist der umfangreiche Einsatz von Erdgaskraftwerken: Rund 90 Prozent der maximalen Residuallast kann durch Gasturbinen sowie Gas- und Dampfturbinen-Anlagen abgedeckt werden. Insgesamt tragen diese allerdings nur 15 bis 35 Prozent zur bereitgestellten Gesamtenergiemenge bei (siehe Abbildung 7). Die Anlagen dienen also vor allem dazu, die Leistungsbereitstellung zuverlässig abzusichern, anstatt laufend und in großem Umfang Energie bereitzustellen.

3) Minderungsziel 100 Prozent

In einem vollständig emissionsfreien Stromsektor übernehmen Langzeitspei-

cher aus den oben genannten Gründen eine zentrale Funktion. Es werden wesentlich mehr Wasserstoffspeicher benötigt als bei weniger ambitionierten Minderungszielen (siehe S4 FEE, Bioenergie und Speicher in Abbildung 6).³⁹ Biomethan wiederum ersetzt das Erdgas als Brennstoff für Gas- sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke. Die installierte Leistung beträgt zwar in etwa 50 Gigawatt und damit rund 70 Prozent der installierten Gesamtleistung der Flexibilitätstechnologien. Die tatsächlich durch Bioenergie bereitgestellte Strommenge ist mit 65 Terawattstunden (etwa 15 Prozent des Strombedarfs) jedoch vergleichsweise moderat (siehe Abbildung 7). Dennoch ist der Einsatz von Biogas etwa doppelt so hoch wie heute. Ob Biomasse in diesem Ausmaß für den Stromsektor genutzt werden soll, wäre anhand einer nationalen Biomassestrategie und unter Berücksich-

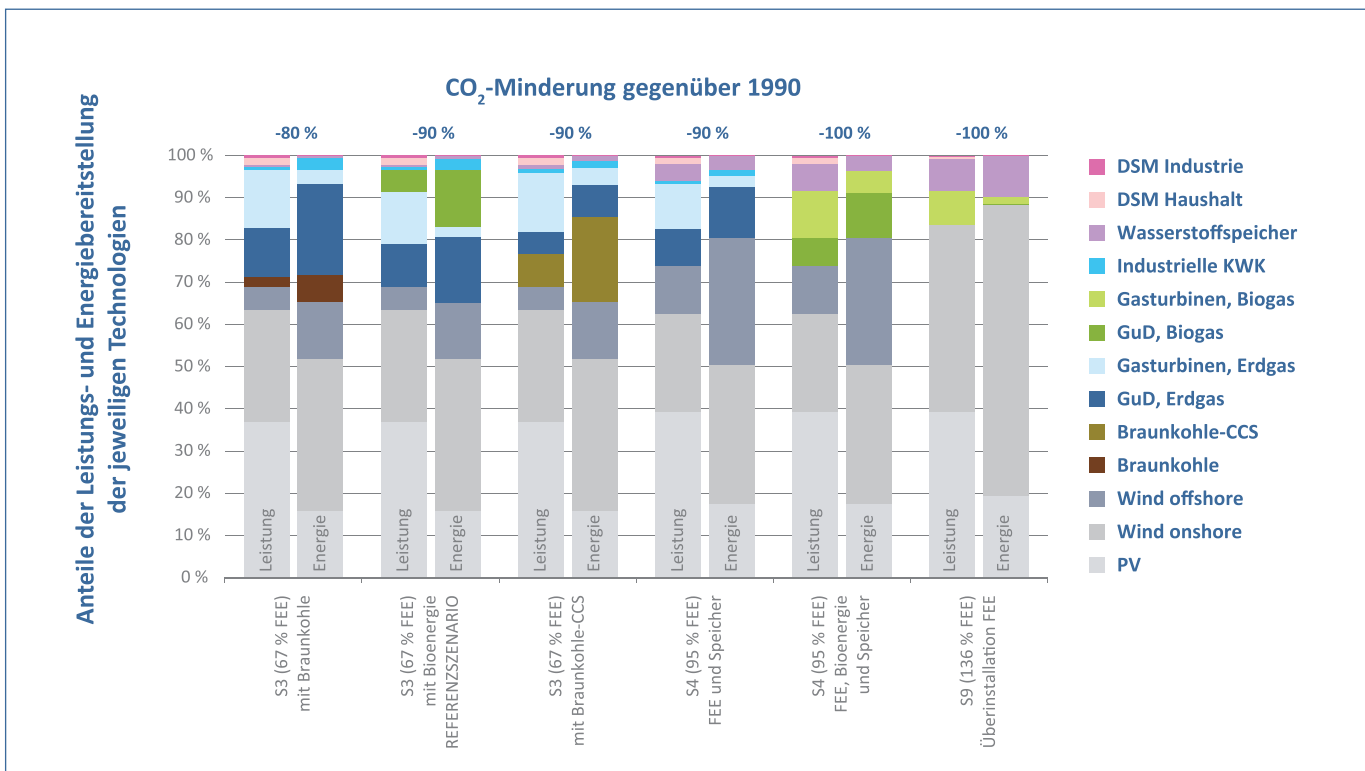


Abbildung 7: Exemplarische Leistungs- und Energieanteile des Technologieparks inklusive FEE bei Emissionsreduktionszielen von 80 Prozent, 90 Prozent und 100 Prozent für jeweils ein Szenario mit der Angabe der wichtigsten Randbedingungen. Die Leistungsanteile sind bezogen auf die installierte Spitzenleistung, die Energieanteile auf die gesamte Energiebereitstellung der Technologien.

³⁹ Wie weitere Varianten eines emissionsfreien Stromsystems aussehen können, wird in Kapitel 4.2 beschrieben.

Frozen Szenario

Das *Frozen Szenario* „friert“ den für 2025 im BMWi-Trendszenario (2014) prognostizierten Kraftwerkspark für den Zeitraum danach ein. Es modelliert also den Fall, dass das Stromversorgungssystem nach dem Kernenergieausstieg 2023 genau so bestehen bleibt und nicht weiter umgebaut wird.

Zur besseren Vergleichbarkeit wurde dieser Kraftwerkspark mit den für das Jahr 2050 angenommenen Kosten bewertet. Dabei ergeben sich Stromgestehungskosten in Höhe von 67 Euro pro Megawattstunde⁴⁰ ohne CO₂-Zertifikatskosten. Bezieht man CO₂-Zertifikatskosten von 76 Euro pro Tonne CO₂ mit ein, liegen die Stromgestehungskosten bei 96 Euro pro Megawattstunde. Im Frozen Szenario verursacht die Erzeugung einer Megawattstunde Strom 0,380 Tonnen CO₂-Emissionen. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 50 Prozent gegenüber 1990.

tigung der regionalen und globalen Folgen zu entscheiden.

Als Extremfall ist in den Abbildungen 5 und 6 ein System dargestellt, in dem Wind- und Photovoltaikanlagen mehr Strom erzeugen, als insgesamt gebraucht wird (S9 mit FEE-Überinstallation). Hier kommen aufgrund der geringen Auslastung und der damit verbundenen hohen Kosten kaum noch Gas- und Dampfkraftwerke mit Biogasfeuerung vor. Dafür werden jeweils rund 35 Gigawatt Gasturbinen für Biogasverfeuerung und für Wasserstoff benötigt. Dabei werden aber auch nur noch rund 15 Terawattstunden Strom aus Biomasse erzeugt, dies entspricht etwa einem Drittel der heutigen Stromproduktion aus Biomasse. Dieses Szenario erreicht also gleichzeitig eine Unabhängigkeit von Energieimporten aller Art, einen sehr geringen Biomasseeinsatz und eine Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf null.

Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Mehrkosten der unterschiedlichen Stromsysteme im Verhältnis zur CO₂-Einsparung gegenüber dem Frozen Szenario. Diese sind einmal ohne CO₂-Zertifikatskosten und einmal mit Berücksichtigung von CO₂-Zertifikatskosten von 76 Euro pro Tonne dargestellt.

Es zeigt sich, dass eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors in nahezu allen Fällen günstiger ist, als den Kraftwerksmix des Jahres 2025 beizubehalten, wenn man einen CO₂-Zertifikatspreis von 76 Euro pro Tonne unterstellt. Auch eine Überinstallation von Wind- und Photovoltaikkapazitäten, welche den Stromsektor unabhängig von Energieimporten macht und einen sehr geringen Bioenergieeinsatz erfordert, kann dann ohne Mehrkosten gegenüber dem Frozen-Szenario erfolgen. Der Grund: Unter den für 2050 getroffenen Kostenannahmen können die fluktuierenden erneuerbaren Energien Strom vergleichsweise kostengünstig und emissionsarm bereitstellen. Gleichzeitig verteuert sich ein System mit geringen CO₂-Einsparungen, wie im Frozen Szenario angenommen, durch hohe Kosten für CO₂-Zertifikate. Werden die Emissionen von 50 auf 90 Prozent verringert, entstehen dabei kaum Mehrkosten.

⁴⁰ Das entspricht in etwa dem doppelten heutigen Preis an der Strombörse in Deutschland. Die Differenz ergibt sich daraus, dass der Stromhandel heute die Investitionskosten nur unvollständig abbildet und im Wesentlichen nur die Kosten für den Betrieb und den Brennstoff (das heißt die sogenannten kurzfristigen Grenzkosten) durch den Handelspreis für Strom gedeckt werden. Mit dem aktuellen Preisniveau kann also langfristig keine stabile Energieversorgung aufrechterhalten werden, weil Neuinvestitionen nicht refinanziert werden können (die langfristigen Grenzkosten sind nicht gedeckt).

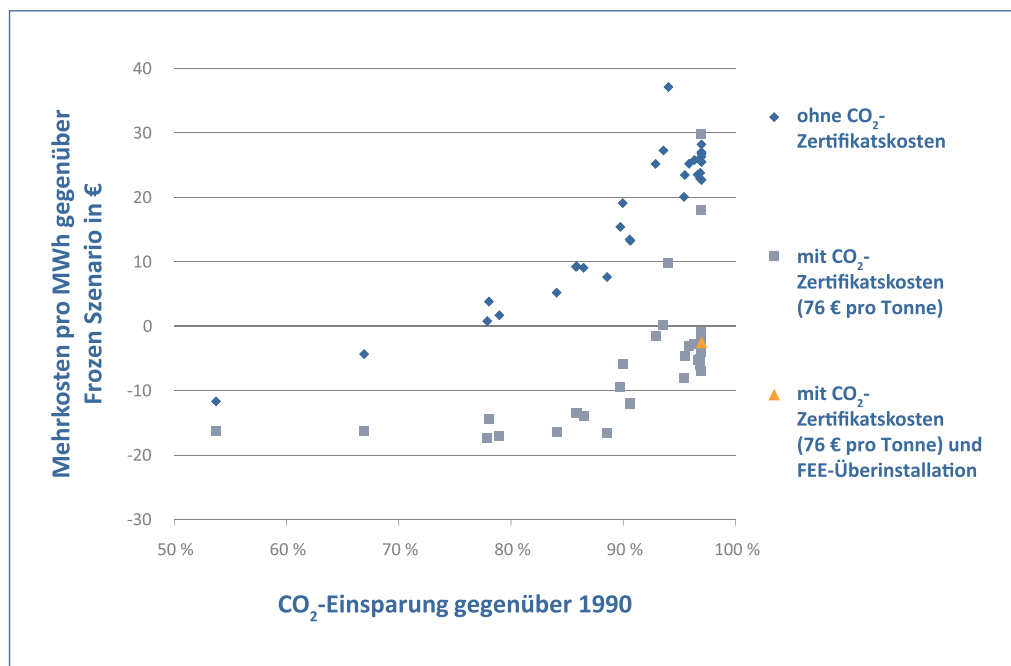


Abbildung 8: Mehrkosten pro Megawattstunde gegenüber dem Frozen Szenario bei unterschiedlichen CO₂-Reduktionsgraden sowie jeweils mit und ohne Berücksichtigung von CO₂-Zertifikatskosten

Will man die Emissionen von 90 Prozent weiter auf 100 Prozent reduzieren, entstehen bei den meisten Systemvarianten Mehrkosten von 10 bis 15 Euro pro Megawattstunde. Die absoluten Stromgestehungskosten liegen jedoch immer noch unterhalb derer des Frozen Szenarios.⁴¹ Relevante Mehrkosten entstehen nur für Systeme mit niedrigem Wind- und Photovoltaikanteil, bei denen dann teurere Stromerzeugungstechnologien wie zum Beispiel Geothermie zum Einsatz kommen.

Fazit

Die Modellrechnungen legen den Schluss nahe, dass eine frühe Festlegung des langfristigen CO₂-Ziels für den Stromsektor von großer Bedeutung ist, um Fehlinvestitionen in Technologien zu vermeiden. Es zeigt sich, dass die Gasturbinentechnologie in allen Systemvarianten

in großem Umfang zum Einsatz kommt. Summiert man die installierten Leistungen von Gas- sowie GuD-Kraftwerken, so ergeben sich in den verschiedenen Szenarien zwar unabhängig vom CO₂-Reduktionsziel relativ ähnliche installierte Kraftwerksleistungen. Abhängig von den CO₂-Minderungszielen und dem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien werden diese allerdings mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff betrieben. Wenn es also gelingt, neue Gaskraftwerke in naher Zukunft so zu bauen, dass sie flexibel mit Erdgas, Biogas und Wasserstoff betrieben werden können, ergeben sich robuste Entwicklungspfade hin zu einem CO₂-freien Stromversorgungssystem, die eine sukzessive Umstellung auf CO₂-ärmere Brennstoffe entsprechend den steigenden CO₂-Minderungszielen ermöglichen. Dabei könnten höhere Wasserstoffbeimischungen bis hin zum Einsatz von nahezu reinem Wasserstoff perspektivisch ermöglicht werden.

Ein mögliches Instrument zum Erreichen eines vollständig dekarbonisierten Stromsystems ist ein funktionierender Emissionshandel. Kostet die Tonne aus-

⁴¹ Disruptive Entwicklungen im Bereich der fossilen Energieträger (stärkerer Preisanstieg als angenommen), die durchaus möglich erscheinen, sind dabei noch nicht berücksichtigt. Sie würden die Kosten im Frozen Szenario weiter erhöhen.

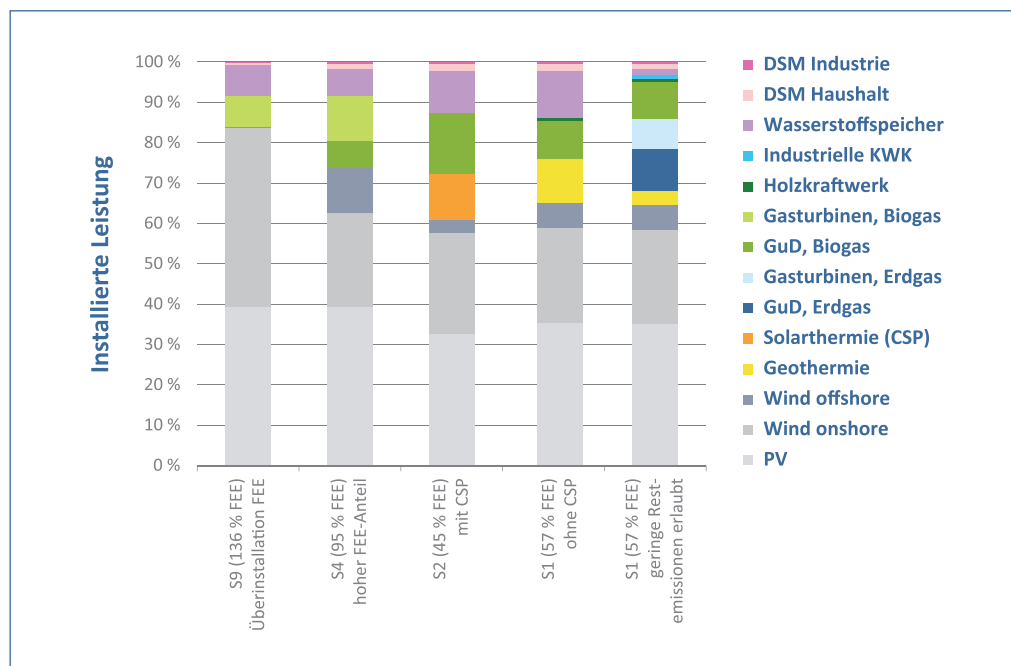


Abbildung 9: Technologie-Portfolios für mögliche Stromsysteme mit 100 Prozent Emissionsreduktion oder sehr geringen Restemissionen (etwa vier Prozent)

gestoßenes CO₂ nämlich 76 Euro, ist es günstiger, die CO₂-Emissionen im Stromsektor auf null abzusenken, als den Kraftwerksmix des Jahres 2025 beizubehalten (Frozen Szenario). Ohne die Berücksichtigung von CO₂-Zertifikaten können die Emissionen gegenüber 1990 nur um maximal 80 Prozent ohne Mehrkosten gegenüber dem Frozen Szenario gesenkt werden.

4.2 Wie könnte eine Stromversorgung mit 100 Prozent Erneuerbaren aussehen?

Eine emissionsfreie Stromversorgung lässt sich nur erreichen, wenn sie vollständig durch regenerative Energien (zum Beispiel Photovoltaik, Wind, Biogas, Geothermie und Solarthermie) erfolgt.⁴²

In allen betrachteten Szenarien stammt der überwiegende Teil des Stroms aus Wind- und Photovoltaikanlagen. Da diese

Art der Energieerzeugung Schwankungen unterworfen ist, muss sie durch Flexibilitätstechnologien wie Speicher, Demand-Side-Management und regelbare Energietechnologien wie Biogasanlagen oder solarthermische Kraftwerke mit integrierten Wärmespeichern ergänzt werden, um jederzeit eine Vollversorgung mit Strom zu gewährleisten.

Im Folgenden sollen zunächst vier Optionen zur Gestaltung eines vollständig CO₂-freien Stromsystems betrachtet werden. Als fünfte Option wird beleuchtet, wie ein Stromsystem aussehen könnte, das weiterhin in geringem Umfang Restemissionen verursacht. Abbildung 9 zeigt beispielhaft die Technologie-Portfolios für fünf entsprechende Stromsysteme.

1) Null CO₂-Emissionen mit Überinstallation fluktuierender Erneuerbarer

Es zeigt sich, dass der längerfristige Flexibilitätsbedarf vollständig durch Gasturbinen, betrieben mit Biogas und Wasserstoff aus Langzeitspeichern, gedeckt werden kann. Es sind hier rund 70 Gigawatt Gasturbinen installiert. Diese er-

⁴² Theoretisch ist eine CO₂-freie Stromerzeugung auch mit dem Einsatz von CCS möglich. Dieser Fall wird hier jedoch nicht berücksichtigt, weil in der Regel weiterhin geringe Restemissionen anfallen, die allgemein mit etwa zehn Prozent angegeben werden.

zeugen etwa 90 Terawattstunden Strom aus Wasserstoff aus Langzeitspeichern und gut 15 Terawattstunden aus Biomasse. Der Biogasverbrauch beträgt in dieser Variante des Stromsystems daher nur knapp 40 Terawattstunden (thermisch) pro Jahr, bedeutend weniger als heute.⁴³ Die Wasserstoffspeicher sind aufgrund der hohen Überschüsse aus der fluktuierenden Wind- und Photovoltaikenergie etwa eineinhalb Mal bis doppelt so stark ausgelastet wie in Systemen mit weniger als 100 Prozent FEE-Anteil.

2) Null CO₂-Emissionen mit mehr als 80 Prozent fluktuierenden Erneuerbaren

Bei einem emissionsfreien Stromsystem mit Wind- und Photovoltaikanteilen von mehr als 80 Prozent kann der verbleibende Strombedarf durch Bioenergie gedeckt werden. Dafür sind rund 200 Terawattstunden (thermisch) Biogas erforderlich, etwa das Doppelte der derzeit bereits eingesetzten Menge. In einem solchen System kämen vor allem Erzeugungstechnologien zum Einsatz, die heute bereits etabliert sind (Wind und Photovoltaik). Ergänzt würden sie durch Wasserstoffspeicher mit einer installierten Leistung von rund 20 Gigawatt.⁴⁴ Für diese Technologie existieren ebenfalls bereits Demonstrationsanlagen. Offene Fragen im Hinblick auf die Gasspeicherung, die Weiterentwicklung der Gaserzeugung bis zum Einsatz in großem Maßstab erfordern noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand.

Steht Biomasse für den Stromsektor nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung, können alternativ auch verstärkt Langzeitspeicher eingesetzt werden, um mehr Überschüsse aus Wind und Photovoltaik einzuspeichern, denn: In dem in Abbildung 9 dargestellten Stromsystem

(FEE-Anteil größer als 80 Prozent) werden fast zehn Prozent des Wind- und Photovoltaikstroms abgeregelt. Mehr Langzeitspeicher würden allerdings die Kosten der Stromerzeugung erhöhen.

3) Null CO₂-Emissionen mit CSP und geringem Anteil fluktuierender Erneuerbarer

Ein anderes Bild ergibt sich, wenn Wind und Photovoltaik nur etwa die Hälfte der Stromerzeugung abdecken. In diesem Fall könnte die Versorgungslücke in erster Linie durch Strom aus Solarthermie aus dem Mittelmeerraum geschlossen werden. Da solarthermische Energie als Wärme zwischengespeichert werden kann, ist sie planbar und flexibel. Im betrachteten Fall würden zwischen 10 und 30 Gigawatt elektrischer Leistung aus solarthermischen Anlagen benötigt.

Mit wachsendem Wind- und Photovoltaikanteil würde die solarthermische Leistung entsprechend reduziert. Dies wäre allerdings mit höheren Stromgestehungskosten verbunden, da solarthermische Anlagen bei geringerer Auslastung weniger wirtschaftlich sind als im Grundlastbetrieb.

Offen ist allerdings, ob und inwieweit sich ein umfangreicher Import solarthermischen Stroms aus dem Ausland tatsächlich realisieren ließe. Voraussetzung ist, dass sowohl die Erzeugerländer als auch die von der Durchleitung betroffenen Staaten die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen schaffen, die für einen sicheren Stromtransport erforderlich sind. Darüber hinaus ist zu klären, ob und wie der Transport kostengünstig über das von der EU angestrebte europäische Übertragungsnetz erfolgen kann. Damit hängt die Realisierbarkeit dieser Option auch eng mit der Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger für den Netzausbau sowie der Entwicklung eines europäischen Energiebinnenmarktes beziehungsweise einer Einbindung des nordafrikanischen Raums zusammen.

⁴³ Der heutige Verbrauch kann auf etwa 100 Terawattstunden (thermisch) abgeschätzt werden.

⁴⁴ Diese Angabe bezieht sich auf die Entladeleistung (installierte Leistung der Gasturbinen) der Wasserstoffspeicher. Die Ladeleistung (Elektrolyseurleistung) ist in diesem Fall in etwa doppelt so hoch.

Solarthermische Stromerzeugung (Concentrated Solar Power, CSP)

Solarthermische Anlagen bündeln Sonnenstrahlen mithilfe von Linsen oder Spiegeln, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen. Diese Wärmeenergie wird anschließend über Dampfturbinen in elektrische Energie umgewandelt. Ein Vorteil dieser Anlagen ist, dass durch den Einbau thermischer Speicher vor der Dampferzeugung die solare Einstrahlung und die Stromerzeugung voneinander entkoppelt werden können. Dadurch können sie, im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen, Flexibilität bereitstellen und zählen nicht zu den fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern.

Weil nur direktes Sonnenlicht fokussiert werden kann, eignen sich lediglich Standorte mit hohem Anteil wolkenloser Sonnenstunden. Daher wird in dieser Stellungnahme angenommen, dass solche Anlagen in den europäischen und afrikanischen Mittelmeerränderstaaten gebaut werden müssten. Eine Möglichkeit für den Stromtransport nach Deutschland sind Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsnetze. Die Kosten für diese zusätzlichen Netze sind in den Stromgestehungskosten mit berücksichtigt.

4) Null CO₂-Emissionen ohne CSP mit geringem Anteil fluktuierender Erneuerbarer

Liegt der Wind- und Photovoltaikanteil bei rund 50 Prozent der Stromerzeugung, ohne dass Solarthermie als Energiequelle zur Verfügung steht, kann der verbleibende Bedarf – nach heutigem Kenntnisstand – nur durch Strom aus Geothermie gedeckt werden. Da dieser im Vergleich zu Strom aus Biogas und Solarthermie relativ teuer ist, würde dies zu etwa 50 Prozent höheren Stromgestehungskosten führen, als in einem System mit CSP. Dennoch wäre diese Variante eine Systemlösung, die ohne Energie(träger)-Importe auskäme.

5) Geringe CO₂-Restemissionen mit weniger als 50 Prozent fluktuierenden Erneuerbaren

Lässt man im Stromsystem geringe Restemissionen in Höhe von etwa vier Prozent gegenüber 1990 zu, kommen bei einem Anteil fluktuierender Energien unter 50 Prozent Erdgas- und Geothermiekraftwerke zum Einsatz.⁴⁵ In diesem Fall reduzieren sich die Kosten erheblich, da die Gaskraftwerke die vergleichsweise teuren Wasserstoffspeicher zu einem guten Teil

ersetzen können. Stromüberschüsse können dann für Power-to-X-Technologien genutzt und in anderen Energiebereichen (zum Beispiel in der chemischen Industrie als Ausgangsstoff) verwendet werden.

Fazit

Bei einem niedrigen Anteil an Wind und Photovoltaik hängen die Stromgestehungskosten sehr stark davon ab, welche weiteren Optionen der Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Ist Solarthermie verfügbar oder sind geringe Restemissionen und damit Erdgaskraftwerke erlaubt, ist die Stromerzeugung wesentlich kostengünstiger als ohne diese Erzeugungstechnologien. Ab einem Wind- und Photovoltaikanteil von 80 Prozent bringen der Einsatz von Solarthermie oder Erdgas keine wesentliche Kostenreduktion (siehe Abbildung 10). Ein System mit FEE-Überinstallation hat in etwa die gleichen Kosten wie Systeme mit Wind- und Photovoltaikanteilen von 80 bis 95 Prozent. Bei FEE-Überinstallation wird allerdings erheblich weniger Biomasse eingesetzt. Ein solches System könnte daher eine interessante Option darstellen, wenn auf-

⁴⁵ Wie in Option 3 wird auch in diesem Fall angenommen, dass die Solarthermie nicht als Flexibilitätstechnologie zur Verfügung steht.

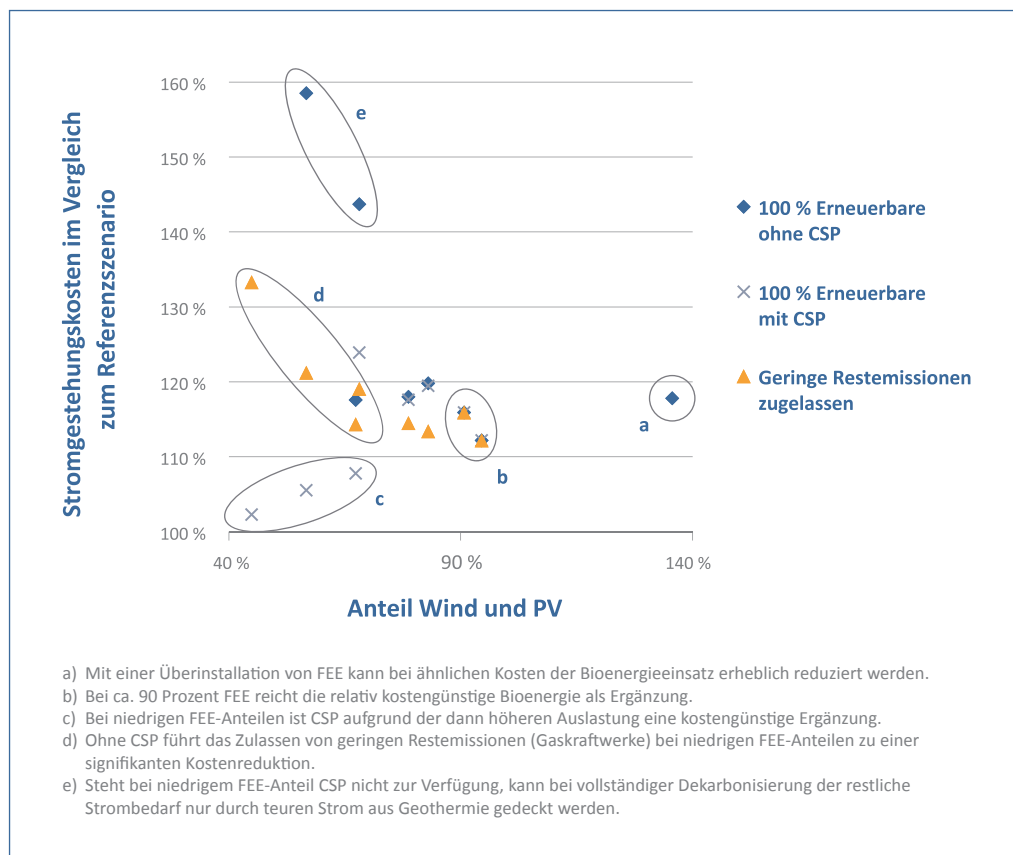


Abbildung 10: Stromgestehungskosten bei einer (nahezu) vollständigen Versorgung aus regenerativen Energien in Abhängigkeit vom Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien. Der Bezugswert 100 Prozent entstammt dem Referenzszenario mit einer 90-prozentigen CO₂-Reduktion gegenüber 1990.

grund von Nutzungskonkurrenzen oder Umweltrisiken durch den Energiepflanzenanbau wenig Biomasse für die Stromerzeugung zur Verfügung steht.

4.3 Zentrale oder dezentrale Erzeugung – wie verändert sich das Stromsystem?

Das Stromsystem war lange Zeit von einer zentralen Erzeugungsstruktur geprägt: Der in Großkraftwerken produzierte Strom wurde mithilfe der verschiedenen Netzebenen (Übertragungs- und Verteilnetze) bis zum Stromabnehmer transportiert. Durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energien wandelt sich dieses System: Der Strom wird auch auf den unteren Netzebenen von vielen kleinen Einheiten (zum Beispiel Windenergie- und Photovoltaikanlagen) ein-

gespeist, und der Stromfluss findet nicht mehr nur in eine Richtung statt. Für das Stromsystem im Jahr 2050 stellt sich die Frage, welche Auswirkungen es hat, wenn diese dezentralen Erzeugungseinheiten durch zentrale Kraftwerke oder durch weitere dezentrale Technologien ergänzt werden.

Umfrageergebnisse zeigen, dass kleine, dezentrale Anlagen in der Bevölkerung mehr Zustimmung finden als große, zentrale Anlagen.⁴⁶ Gleichzeitig stößt der Netzausbau teilweise auf vehementen lokalen Widerstand. Die Entscheidung für eine eher zentrale oder dezentrale Architektur der Stromerzeugung ist daher von hoher gesellschaftlicher Relevanz. Zudem wird der Bau zentraler Kraftwerkseinheiten von Investoren zunehmend kritisch

⁴⁶ Ohlhorst 2009; Wüste 2012.

Was unterscheidet dezentrale von zentralen Stromerzeugungs- und Flexibilitätstechnologien?⁴⁷

Dezentrale Technologien können in kleinen Einheiten betrieben werden. Dazu zählen sämtliche Gasturbinenkraftwerke (Erdgas, Biomethan oder Methanspeicher), Motorenkraftwerke, fluktuierende erneuerbare Energien, Holzkraftwerke, Geothermiekraftwerke, Batteriespeicher und DSM-Technologien. Kleinere Einheiten haben bei gleicher Basistechnologie in der Regel höhere spezifische Investitionskosten, etwas geringere Wirkungsgrade und höhere Wartungskosten als zentrale Anlagen.

Zentrale Technologien zeichnen sich dadurch aus, dass sie nur in sehr großen Einheiten (Leistung mehr als 100 Megawatt) wirtschaftlich betreibbar sind. Darunter fallen Dampfkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke sowie Wasserstoff-, Druckluft- und Pumpspeichersysteme. Solarthermische Anlagen werden aufgrund der Notwendigkeit des Stromtransports über sehr lange Strecken ebenfalls als zentrale Technologie eingestuft.

gesehen, weil die Erlössituation schon bei Beginn der Planung über mehrere Dekaden hinweg gesichert sein muss, um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Durch die sich rasch weiterentwickelnden Technologien und die über solche Zeiträume kaum vorhersehbaren energiepolitischen Rahmenbedingungen besteht ein hohes Refinanzierungsrisiko. Dies führt dazu, dass große Zentralkraftwerke derzeit kaum neu geplant werden.

Zur Verdeutlichung der Unterschiede von zentraler und dezentraler Erzeugung werden im Folgenden daher zwei extreme Varianten diskutiert: der Einsatz zentraler Technologien verbunden mit einem starken Ausbau des Übertragungsnetzes und die Fokussierung auf dezentrale Technologien in Kombination mit einem geringen Übertragungsnetzausbau.

1) Zentrale Technologien und umfangreicher Übertragungsnetzausbau

Beim Einsatz zentraler Technologien wird davon ausgegangen, dass keine Beschränkungen beim Stromtransport im Übertra-

gungsnetz („idealer Übertragungsnetzausbau“) auftreten. Man nimmt also an, dass gesellschaftliche Widerstände beim Ausbau sowie bei der Planung und Errichtung von großtechnischen Energieanlagen überwunden werden können. Ein starker Übertragungsnetzausbau ermöglicht es beispielsweise, große Mengen Offshore-Windenergie in die süd- und westdeutschen Lastzentren zu transportieren. So lässt sich der Ausgleich zwischen fluktuierender Erzeugung und Verbrauch über große Distanzen hinweg herstellen. Bei einem vergleichsweise geringen Wind- und Photovoltaikanteil kann Strom vergleichsweise kostengünstig in Großanlagen wie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken erzeugt werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Strom aus Braunkohle zu Abnehmern nach Süddeutschland zu transportieren, sofern dies mit Blick auf die Emissionsminderungsziele im Jahr 2050 noch möglich ist.

Insgesamt sind die Systemvarianten mit starkem Netzausbau und überwiegend zentralen Technologien am kostengünstigsten. Dies gilt auch noch, wenn man die Kosten für den benötigten Netzausbau mit berücksichtigt. Zur Abschätzung der Netzausbaukosten können die

⁴⁷ Da es bislang keine eindeutige Definition von dezentralen und zentralen Kraftwerkseinheiten gibt, hat sich die Ad-hoc-Gruppe auf die hier dargestellte Definition geeinigt.

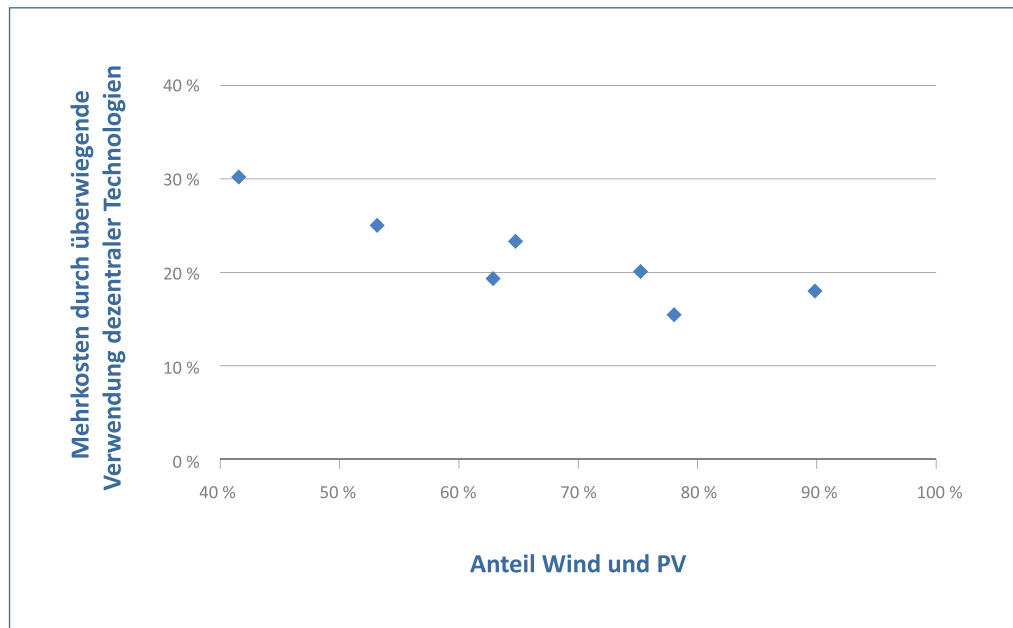


Abbildung 11: Mehrkosten eines dezentralen Stromsystems mit wenig Netzausbau in Abhängigkeit des Anteils an Wind und Photovoltaik ohne Berücksichtigung von Netzkosten. Die Mehrkosten sind gegenüber dem jeweiligen Fall mit Verwendung zentraler Technologien und umfangreichem Übertragungsnetzausbau angegeben. Berücksichtigt man die Kostenunterschiede durch unterschiedlichen Netzausbau, verringern sich die Mehrkosten der dezentralen Systeme um sechs bis acht Prozentpunkte.

im Netzentwicklungsplan⁴⁸ angegebenen Kosten herangezogen werden. Für das Szenario mit dem optimistischsten Ausbau erneuerbarer Energien betragen sie etwa fünf Euro pro Megawattstunde. Dies entspricht etwa sechs bis acht Prozent der Stromgestehungskosten und verdeutlicht, dass der Netzausbau eine vergleichsweise kostengünstige Maßnahme ist.

2) Ausschließlicher Einsatz dezentraler Technologien und geringer Übertragungsnetzausbau

In dieser Option wird der gesellschaftlichen Präferenz für eine dezentrale Versorgung mit kleinen Energieanlagen und wenig Netzausbau sowie der betriebswirtschaftlichen Unsicherheiten für zentrale Anlagen mit langen Abschreibungszeiträumen Rechnung getragen. Es findet also kein Übertragungsnetzzubau über lange Distanzen statt, und es werden ausschließlich dezentrale Technologien eingesetzt. Dies ist im Modell dadurch abgebildet, dass Deutschlands Stromversorgung in

drei Regionen (Süd, Nordost und Nordwest) aufgespalten wird. Windstrom aus dem Norden kann also nicht mehr nach Süddeutschland transportiert werden.

Abbildung 11 zeigt, dass die Mehrkosten dezentraler Systeme umso höher sind, je niedriger der Anteil von Wind und Photovoltaik an der Stromversorgung ist. Der Grund: In Szenarien mit wenig fluktuierenden Erneuerbaren würden wie oben beschrieben in großem Umfang zentrale Erzeugungstechnologien als Ergänzung zum Einsatz kommen. Für diese gibt es nach heutigem Stand keine kostengünstigen dezentralen Alternativen. Dezentrale Systeme lassen sich also bei geringen Anteilen von Wind und Photovoltaik nur mit hohen Mehrkosten realisieren.

Fazit

Insgesamt sind Systeme mit starkem Übertragungsnetzausbau sowie dem kombinierten Einsatz von dezentralen und zentralen Kraftwerkstechnologien günstiger.

⁴⁸ NEP 2014.

ger als rein dezentrale Systeme. Ein hoher Grad an Dezentralität sollte aus Kostengründen in jedem Fall mit einem starken Ausbau von Wind und Photovoltaik in allen Teilen Deutschlands, insbesondere im Bereich der Lastzentren, einhergehen. Berücksichtigt man die Kosten für den Übertragungsnetzausbau, liegt der Unterschied bei den Stromgestehungskosten bei rund zehn Prozent. Bei der Umsetzung gilt es also, eine umfassende Bewertung der Kostenunterschiede vorzunehmen, die dann vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Akzeptanz der verschiedenen Varianten zu diskutieren wäre.

4.4 Welche Rolle können Speicher künftig spielen?

Speicher sind Technologien, die elektrische Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben können. Damit können Überschüsse aus Wind und Photovoltaik beispielsweise in Zeiten mit höherer Stromnachfrage oder geringerer fluktuierender Einspeisung verlagert werden. Es gibt zahlreiche Speichertechnologien (zum Beispiel Batterien, Pumpspeicher, Wasserstoffspeichersysteme), die ihre Stärken in unterschiedlichen Einsatzbereichen haben. Das wichtigste Unterscheidungsmerkmal ist die Dauer, für die Energie im Bedarfsfall aufgenommen oder abgegeben werden kann. So werden Technologien mit hohem Wirkungsgrad und relativ hohen Speicherkosten wie Batterien dafür eingesetzt, Energie über mehrere Stunden zu speichern (Kurzzeitspeicher). Technologien mit niedrigem Wirkungsgrad und geringen kapazitätsbezogenen Investitionskosten wie etwa Wasserstoffspeicher eignen sich für die Speicherung von Energie über mehrere Wochen (Langzeitspeicher).

Demand-Side-Management (DSM) hat im Stromsystem eine ähnliche Funktion wie Kurzzeitspeicher: Indem die Stromnachfrage zu bestimmten Zeiten

durch Zu- oder Abschalten von Geräten erhöht beziehungsweise verringert wird, können Verbrauch und Erzeugung in Einklang gebracht werden. Zeitlich flexible Stromverbraucher werden dann hauptsächlich in Zeiten mit einem hohen Angebot an Wind- und Photovoltaikstrom betrieben. Hier wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 eine große Zahl an Batteriespeichern in Photovoltaikanlagen sowie Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. Die Kapazität für DSM durch Be- und Entladevorgänge wird auf 65 Gigawatt geschätzt. Hinzu kommen noch die Potenziale in der Industrie, die konservativ mit drei Gigawatt angenommen wurden. Das hier für DSM ausgewiesene Potenzial wird somit überwiegend von elektrischen und thermischen Speichern in den Haushalten bereitgestellt.

1) Demand-Side-Management zur Kurzzeitspeicherung nutzen

Kurzzeitspeicher könnten im Jahr 2050 in einem Umfang von bis zu knapp zehn Gigawatt installierter Leistung beziehungsweise 25 Gigawattstunden installierter Energie eingesetzt werden. Sie würden der Abfederung hoher Lastspitzen und zur Optimierung des Betriebs des konventionellen Kraftwerksparks dienen. Wenn Speicher in Elektrofahrzeugen und Photovoltaiksystemen sowie weitere Demand-Side-Management-Maßnahmen in verschiedenen Sektoren zum Einsatz kommen, ist es nicht zwingend nötig, eigens Batterie-, Pump- oder Druckluftspeicher für diese Aufgaben zu errichten. Das heißt aber nicht, dass gar keine Speicher eingesetzt werden: Das Demand-Side-Management-Potenzial, das hier betrachtet wird, resultiert insgesamt überwiegend aus Stromspeichern in Fahrzeugen und stationären Anlagen zur teilautonomen Selbstversorgung sowie thermischen Speichern in Heizungs- und Warmwassersystemen in Haushalten und Industrie.

Die DSM-Potenziale nutzbar zu machen, ist eine vergleichsweise kos-

tengünstige Möglichkeit, den Kurzzeitspeicherbedarf zu decken. Ist dies nicht möglich, etwa weil die Akzeptanz bei den Bürgerinnen und Bürgern fehlt oder die technisch-rechtlichen Möglichkeiten zur Integration vieler kleiner Anlagen in den Strommarkt fehlen, müssten die oben genannten, entsprechend teureren Alternativen eingesetzt werden.

Im Hinblick auf den schrittweisen Umbau der Stromversorgung bis 2050 ist allerdings zu beachten, dass das DSM-Potenzial vollumfänglich nicht kurzfristig zur Verfügung steht. Bis die Zahl der Elektrofahrzeuge und Speicher in Haushalten die Zahlen erreicht haben, die der Bestimmung der DSM-Potenziale zugrunde liegen, wird es noch einige Zeit dauern. In der Zwischenzeit können zusätzliche Batteriespeicher durchaus eine wichtige Rolle spielen, wenn es darum geht, den Verteilnetzausbau zu begrenzen und die schnellen Leistungsänderungen im Netz durch Wind- und Photovoltaikstrom abzuschwächen. Darüber hinaus können sie ältere konventionelle Kraftwerke flexibler machen, indem sie diese bei schnellen Leistungsänderungen unterstützen. Zudem können Batteriespeicher Netzdienstleistungen wie Primärregelreserve oder Blindleistung be-

reitstellen und so zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen. Anders gesagt: Durch ihre modulare, dezentrale Struktur und die relativ beschränkten Lebensdauern zwischen zehn und zwanzig Jahren eignen sich Batteriesysteme sehr gut für den Einsatz als Brückentechnologie.

2) Mit Langzeitspeichern Dunkelflauten überbrücken

Zur Deckung der Stromnachfrage müssen Systeme vorgehalten werden, welche die in Dunkelflauten auftretende Leistungsnachfrage decken können. Diese Aufgabe können einerseits flexible Erzeugungsanlagen (zum Beispiel mit Bio- oder Erdgas betriebene Gaskraftwerke) oder Langzeitspeichersysteme übernehmen. Langzeitspeicher werden über einen längeren Zeitraum vor allem mit Überschussstrom aus fluktuierender Erzeugung geladen, der in Wasserstoff oder Methan umgewandelt wird. Das Gas wird in unterirdischen Kavernen oder im Gasnetz gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt mithilfe eines Gaskraftwerkes wieder rückverstromt. In welchem Umfang Langzeitspeicher benötigt werden, ist unter anderem abhängig von den Klimaschutzzielen und dem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien.

Demand-Side-Management (DSM)

Demand Side Management („Lastmanagement“) bezeichnet die gezielte Steuerung der Stromnachfrage von elektrischen Verbrauchern. Indem der Stromverbrauch teilweise zeitlich verlagert wird, kann DSM bei höheren Anteilen schwankender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen. Insbesondere große und energieintensive Unternehmen versuchen heute schon ihren Energieverbrauch an die aktuellen Strompreise anzupassen. Ziel ist es, die eigenen Anlagen so flexibel betreiben zu können, dass etwa kostenintensiver Strombezug zu Spitzenlastzeiten vermieden wird.

2050 könnten besonders große DSM-Potenziale in Haushalten mit Photovoltaik-Batteriesystemen, elektrischen Heiz- und Warmwassersystemen in Verbindung mit thermischen Speichern sowie Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. Eine Herausforderung wird darin bestehen, die benötigte Steuerungstechnik einzuführen. Darüber hinaus müssen die Verbraucher aber auch bereit sein, ihre Geräte von außen „fernbedienen“ zu lassen, also die Souveränität über die Steuerung teilweise abzugeben.

Bei weniger ambitionierten Klimaschutzanforderungen (80 Prozent CO₂-Minderung gegenüber 1990) kommen Langzeitspeicher nur in kleinem Umfang zum Einsatz (siehe Abbildung 12). Eine Kombination aus Abregelung von Erneuerbaren und dem Einsatz flexibler Erzeugung ist hier oftmals günstiger als der Einsatz von Langzeitspeichern.

Bei ambitionierteren Klimazielen (90 Prozent CO₂-Minderung gegenüber 1990) ist der Einsatz von Langzeitspeichern davon abhängig, wie viel CO₂-armer und aus fluktuierenden Erneuerbaren erzeugter Strom verfügbar ist. Mit den angenommenen Biomassepotenzialen und Erdgaskraftwerken ist bei geringem Wind- und Photovoltaikanteil auch der Langzeitspeichereinsatz gering. Dies liegt daran, dass dann nur vergleichsweise selten Zeiten mit Überschüssen auftreten. Dadurch wäre die Auslastung von Langzeitspeichern gering und deren Einsatz damit vergleichsweise teuer. Bei höheren Wind- und Photovoltaikanteilen erreichen Langzeitspeicher eine bessere Auslastung und sind kostengünstiger als eine Kombination aus flexibler Erzeugung und Abregelung.

Bei der Vollversorgung aus erneuerbaren Energien hingegen kommen Langzeitspeicher in allen Fällen signifikant mit Leistungen von bis zu 50 Gigawatt zum Einsatz. Da bei einer vollständigen Dekarbonisierung keine kostengünstigen flexiblen Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung stehen und die Biomassepotenziale allein nicht ausreichen, ist die Einspeicherung von Wind- und Photovoltaikstrom die einzige Alternative. Bei geringeren FEE-Anteilen kann nur ein umfangreicher Langzeitspeichereinsatz eine vollständige Emissionsfreiheit garantieren. Die Langzeitspeichersysteme tragen dann mit bis zu 20 Prozent signifikant zu den Gesamtsystemkosten bei.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die installierte Leistung der Langzeitspeicher direkt mit der Möglichkeit zusammenhängt, flexible Erzeugung einzusetzen. Wenn der Erdgas-einsatz durch Importrestriktionen oder durch die CO₂-Minderungsvorgaben eingeschränkt wird oder das Potenzial für Bioenergie begrenzt ist, steigt die Bedeutung der Langzeitspeicher. Unabhängig vom Energieträger (Erdgas, Biogas oder

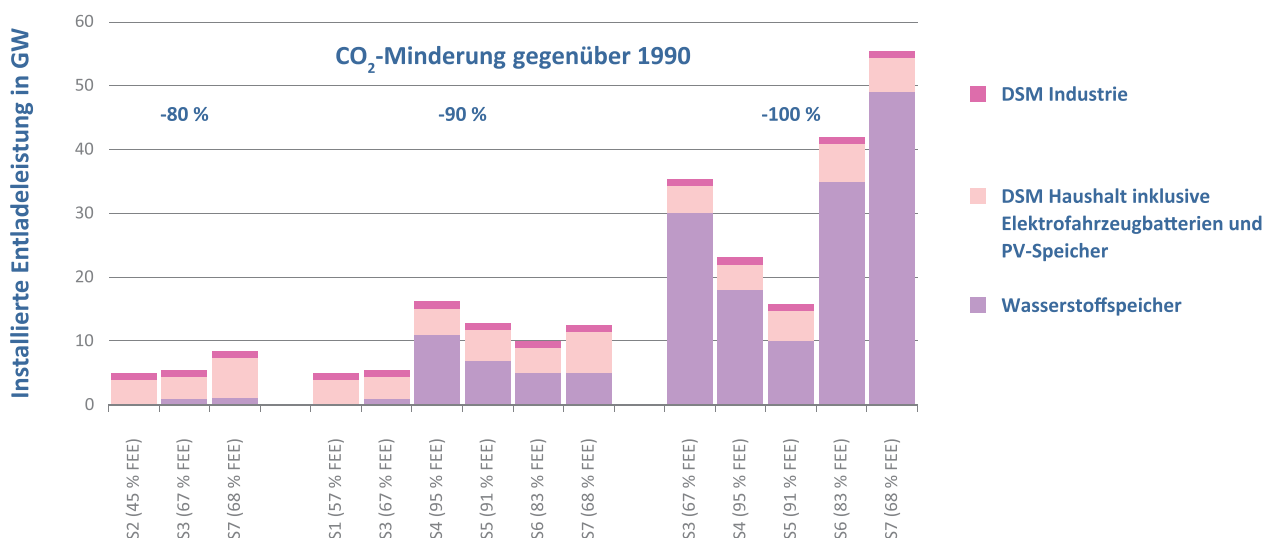


Abbildung 12: Abhängigkeit des Langzeitspeichereinsatzes vom Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien und der CO₂-Minderung

Stromspeicher

Stromspeicher wandeln Strom in eine andere Energieform um und geben zu einem späteren Zeitpunkt wieder Strom ab. Der Strom kann als kinetische Energie (zum Beispiel Schwungräder), potenzielle Energie (zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke), Hochtemperaturwärme oder chemische Energie (zum Beispiel Batterien und Power-to-Gas) erfolgen.

Kurzzeitspeicher (Speicherdauer bis zu mehrere Stunden) haben einen hohen Wirkungsgrad, das heißt, es geht nur wenig Strom beim Speichern verloren. Durch ihre hohe Zyklenlebensdauer können sie oft ge- und entladen werden. Zu den Kurzzeitspeichern gehören Schwungräder, Spulen, Kondensatoren und Batterien aller Art.

Langzeitspeicher (Speicherdauer ein bis mehrere Wochen) sollten aus Gründen der Wirtschaftlichkeit geringe Investitionskosten haben, weil diese Speicher meist nur wenige Male im Jahr komplett gebraucht werden. Weil sie nur selten zum Einsatz kommen, ist der Wirkungsgrad von nachgeordneter Bedeutung. Als Langzeitspeicher kommen nach dem Stand der Technik nur sehr große Wasser- oder Gasspeicher infrage. Für entsprechende Wasserspeicher gibt es in Deutschland keine Potenziale. Es müssten also zum Beispiel Wasserspeicher in Skandinavien genutzt werden. Für die Speicherung von Gas (zum Beispiel aus Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff) sind in Deutschland ausreichend Kapazitäten vor allem in ausgesohnten Salzstöcken vorhanden beziehungsweise können bei Bedarf zugebaut werden.

Wasserstoff) wird der Strom zur Überbrückung von Dunkelflauten in allen Fällen von Gaskraftwerken erzeugt. Die Menge der benötigten Gaskraftwerke ist daher eine sehr stabile Größe über alle Szenarien hinweg.

Außerdem zeigt sich: Je dezentraler die Energieversorgung und je kleiner die Gebiete, in denen eine ausgeglichene Leistungsbilanz erreicht werden muss, desto höher ist der Speicherbedarf. Unter anderem dadurch steigen die Kosten, je kleinteiliger das Stromversorgungssystem wird. Trotzdem besteht eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass das Stromsystem immer dezentraler wird. Zum einen, weil solche Systeme eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz finden, und zum anderen, weil viele Bürgerinnen und Bürger bereit sind, in solche Systeme privates Kapital zu investieren, was sie in gleicher Weise nicht für zentrale Kraftwerke oder große Übertragungsnetze tun würden.

4.5 Wie können Stromüberschüsse verwendet werden?

Vielfach diskutiert ist die Frage, wie mit Überschussenergie aus den fluktuierenden Erneuerbaren umgegangen werden soll. Aus den negativen Residuallasten werden zunächst die Kurz- und Langzeitspeicher gefüllt, wenn dies unter den jeweiligen Randbedingungen die für die Stromversorgung kostengünstigste Möglichkeit darstellt. Unter welchen Bedingungen die verschiedenen Speicherklassen zum Einsatz kommen, wurde in Abschnitt 4.4 beschrieben. Verbleibende negative Residuallast kann dann frei für alle anderen Anwendungen genutzt oder auch abgeregelt werden.

Seit einigen Jahren sind vor allem Power-to-Gas-Verfahren in den Fokus der Debatte gerückt. Die der Stellungnahme zugrunde liegenden Analysen geben Hinweise darauf, welche Strommengen

dafür tatsächlich zur Verfügung stehen könnten. Diese Frage wird unter dem folgenden Punkt Power-to-Gas (zur Nutzung des Gases außerhalb des Stromsektors) behandelt. Auch Power-to-Heat sowie die Möglichkeit zur Abregelung werden beleuchtet.

1) Power-to-Heat

Die effizienteste Art der Wärmebereitstellung aus fluktuierenden Erneuerbaren wird auf lange Zeit der Einsatz von hybriden Brennern in klassischen Heizsystemen mit Erdgas oder Öl sein. Dabei wird beispielsweise der Brenner eines Heizungssystems durch einen Tauchsieder im Warmwassertank bei sehr geringen Investitionskosten ergänzt. Gibt es einen Stromüberschuss, wird der Tauchsieder aktiviert, sodass entsprechend der erzeugten Wärmemenge Erdgas gespart wird. Damit bleiben dem System große Mengen an Erdgas zu geringen Investitionskosten und mit sehr hohen Wirkungsgraden erhalten.

Das Power-to-Heat-Potenzial wurde für die Modellrechnungen konservativ auf zehn Gigawatt geschätzt. Dieses Potenzial wird in den meisten Szenarien weitgehend ausgeschöpft, was auf die hohe Wirtschaftlichkeit und die großen Einsatzmöglichkeiten dieser Technologie hindeutet. Die hohen Heizlasten im Winter wurden dabei allerdings nur zu einem kleinen Teil berücksichtigt.⁴⁹ Auch im Industriebereich könnten noch erhebliche Potenziale vor allem im Hochtemperaturbereich liegen. Da für die elektrische Erzeugung von Hochtemperaturwärme keine Wandlungstechnologien und auch keine validen Potenzialabschätzungen vorliegen, wurden diese Anwendungen hier nicht berücksichtigt. Forschung und Entwicklung in diesem Bereich könnte also dazu beitragen, weitere Potenziale zu erschließen.

2) Power-to-Gas

In keiner der berechneten Varianten des Stromsystems werden die Überschüsse für

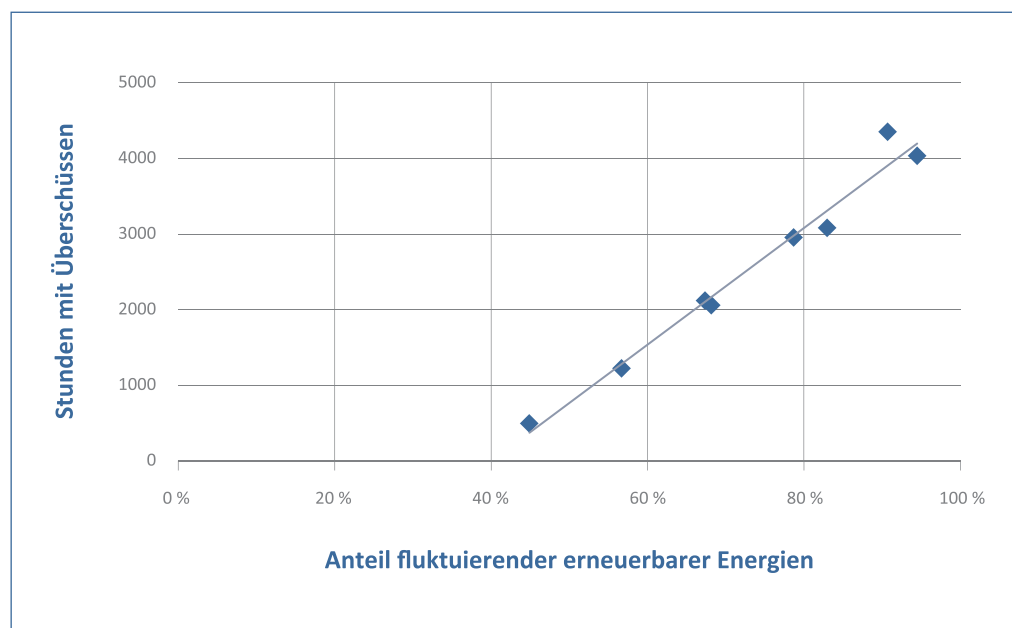


Abbildung 13: Anzahl der Stunden mit Überschüssen innerhalb eines Jahres in Abhängigkeit vom Wind- und Photovoltaikanteil

⁴⁹ Eine umfassende Kopplung von Strom- und Wärmesektor unter Annahme bedeutend höherer und detaillierter abgebildeter Power-to-Heat-Potenziale wird beispielsweise in Heilek 2015 und Fh-ISE 2013 untersucht.

Power-to-Gas

Bei der Power-to-Gas-Technologie wird zunächst mithilfe der Elektrolyse Wasser in Wasserstoff- und Sauerstoff aufgespalten. Im Anschluss kann der Wasserstoff auch weiter in Methan umgewandelt werden. Hiervon wird im Rahmen der Modellrechnungen standardmäßig ausgegangen. Das erzeugte Gas lässt sich fast genauso nutzen wie Erdgas: Es kann über Pipelines transportiert werden und kann entweder zu einem späteren Zeitpunkt in Gaskraftwerken oder Brennstoffzellen in Strom umgewandelt werden, oder direkt als Brennstoff oder als Vorprodukt der chemischen Industrie weiterverwendet werden oder in anderen Sektoren (zum Beispiel Transport) zur Anwendung kommen. Wird der Wasserstoff zu Methan aufbereitet, kann die bestehende Infrastruktur für Erdgas (Pipelines, Kraftwerke) genutzt werden. Verzichtet man auf die Methanisierung und stellt reinen Wasserstoff her, müsste zumindest teilweise neue Infrastruktur für die Speicherung und Verteilung errichtet werden.

Power-to-Gas (Erzeugung synthetischen Erdgases) genutzt. Die Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen sind so hoch, dass die Kosten der Gaserzeugung in allen Fällen insgesamt den Marktwert des Gases übersteigen. Der Grund: Bei vielen Anlagentypen rentiert sich der Betrieb erst ab 3.000 bis 4.000 Volllaststunden im Jahr. 4.000 Stunden mit Überschussstrom aus Wind und Photovoltaik werden aber überhaupt erst ab einem FEE-Anteil von 90 Prozent erreicht (vergleiche Abbildung 13). Aus diesen Überschüssen werden aber auch noch Speicher geladen und Power-to-Heat-Anlagen bedient, was die für Power-to-Gas-Anlagen zur Verfügung stehenden Überschüsse reduziert.

Je geringer die Volllaststundenzahl, desto höher sind die auf die produzierte Gasmenge bezogenen Abschreibungen auf die Anlagen. Würden die Investitionskosten gesenkt und die Wirkungsgrade erhöht, könnten diese Abschreibungen verringert werden. Höhere Volllaststundenzahlen können nur mit zusätzlichem Strom aus regelbaren Kraftwerken erreicht werden, oder wenn zusätzliche Wind- und Photovoltaikanlagen errichtet werden, die aus Sicht des Stromsystems nicht gebraucht werden. In beiden Fällen müssen die Investitions- und/oder die Brennstoffkosten einschließlich

der CO₂-Emissionen vollständig als Kosten der Power-to-Gas-Anlagen berücksichtigt werden.

Aufgrund der geringeren Investitionskosten und der potentiell höheren zu erzielenden Erlöse könnten Anlagen zur reinen Wasserstofferzeugung 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.

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. Entsprechend sollten beim langfristig orientierten Umbau der Energieversorgung verstärkt die Interdependenzen zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor berücksichtigt werden. Nicht zuletzt ist hiermit ein erheblicher Forschungsbedarf verbunden.

3) Abregelung

Können Überschüsse aus fluktuierenden Erneuerbaren nicht ökonomisch genutzt werden, so erfolgt eine Abregelung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Analysen zeigen, dass dies insbesondere

bei weniger ambitionierten Klimaschutzzielen eine kostengünstige Alternative etwa zum Einsatz von Langzeitspeichern sein kann (vergleiche Abschnitt 4.4). Über die Bandbreite der betrachteten Systemvarianten werden null bis zehn Prozent des Wind- und Photovoltaikstroms abgeregelt.

4.6 Wie wirkt sich eine Verringerung der Importabhängigkeit von Energieträgern auf das Stromsystem aus?

Erdgaskraftwerke stellen in den meisten Fällen einen großen Teil der Flexibilität bereit, weil sie relativ kostengünstig sind und im Vergleich zu Stein- und Braunkohlekraftwerken geringere CO₂-Emissionen verursachen. Im Referenzszenario (basierend auf dem Zielszenario der Bundesregierung) ist der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung mit 155 Terawattstunden

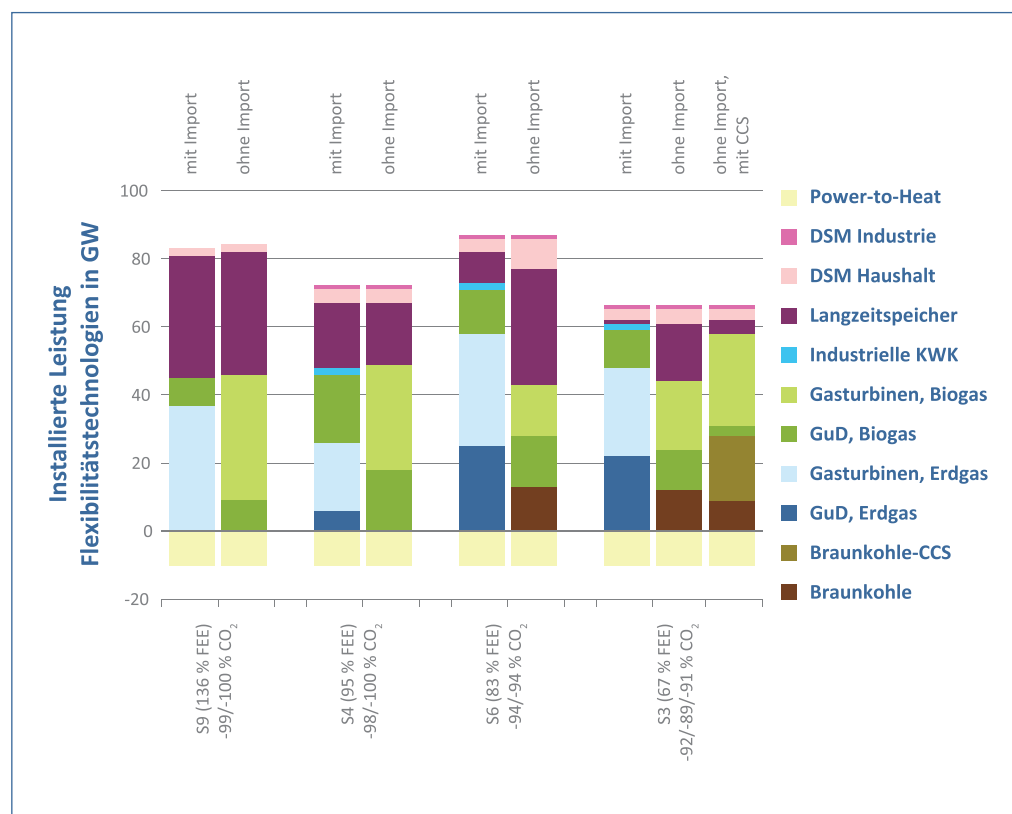


Abbildung 14: Einfluss von Energieimporten (insbesondere Erdgas) auf die installierte Leistung von Flexibilitätstechnologien mit unterschiedlichen Wind- und Photovoltaikanteilen und CO₂-Minderungszielen. Unterschiede in der Summe der installierten Leistung ergeben sich aus unterschiedlich hohen Stromnachfragen in den verschiedenen Szenarien.

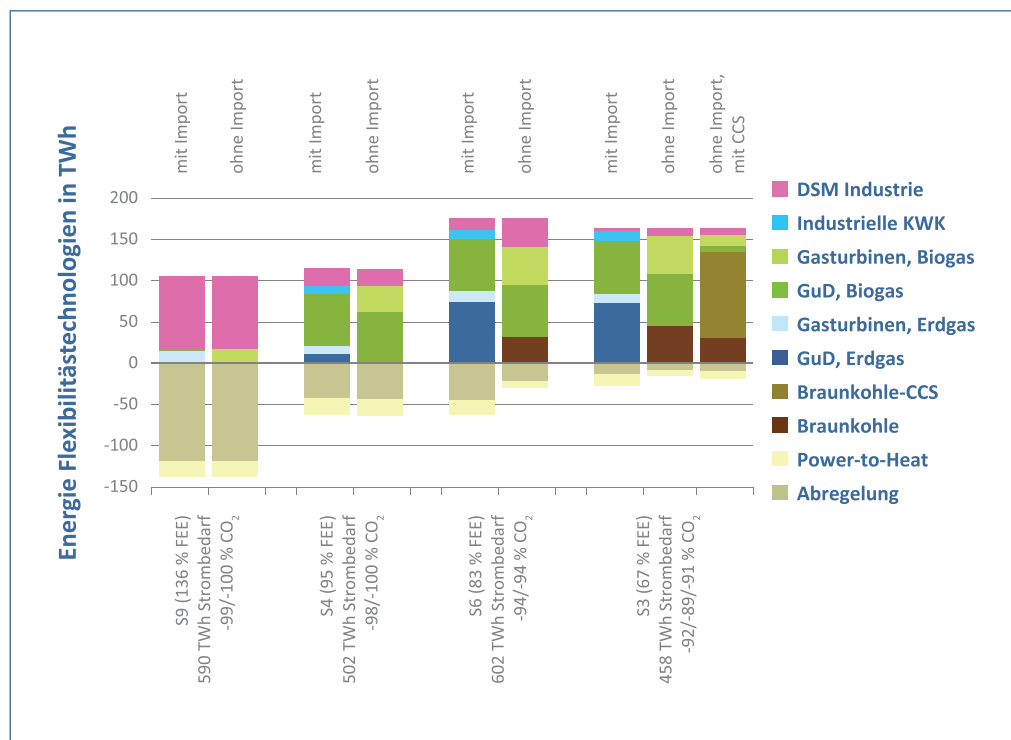


Abbildung 15: Einfluss von Energieimporten (insbesondere Erdgas) auf die bereitgestellte oder aufgenommene Energie von Flexibilitätstechnologien mit unterschiedlichen Wind- und Photovoltaikanteilen und CO₂-Minderungszielen. Abgeregelte Energiemengen könnten beispielsweise noch zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden.

den (thermisch) etwa 15 Prozent höher als heute.⁵⁰ In Stromsystemen mit hohem Strombedarf und niedrigem Anteil an Wind- und Photovoltaik ist der Erdgasverbrauch teilweise etwa doppelt so hoch wie heute. Die entsprechenden installierten Leistungen der Flexibilitätstechnologien und der durch sie bereitgestellten Energiemengen sind in Abbildung 14 und Abbildung 15 jeweils für Fälle mit und ohne Energieimporte dargestellt.

Die mit dem höheren Erdgasverbrauch verbundene größere Importabhängigkeit birgt Risiken für die Versorgungssicherheit im Stromsektor. Allerdings gehen die meisten Szenarien davon aus, dass der Erdgasbedarf vor allem im Wärmesektor deutlich sinken wird.⁵¹ Daher muss der deutschlandweite Erdgasbedarf insgesamt nicht unbedingt höher sein als heute.

Im Folgenden werden Optionen beschrieben, wie der Import von Energieträgern (Erdgas, Steinkohle, Strom aus CSP) für den Stromsektor reduziert oder komplett vermieden werden kann.

1) Hohe Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien

Bei hohen Wind- und Photovoltaikanteilen muss verhältnismäßig wenig Energie eingesetzt werden, um den Residualbedarf zu decken. Die Abhängigkeit von anderen Energieträgern ist entsprechend gering. Der Einsatz von Erdgas liegt im Szenario S4 mit 95 Prozent FEE – vergleiche Abbildung 15 – beispielsweise nur bei 50 Terawattstunden (thermisch). Dies entspricht in etwa einem Drittel des heute zur Stromerzeugung eingesetzten Erdgases. Möchte man die Abhängigkeit von Erdgasimporten gänzlich vermeiden, so ist ein Mehreinsatz von Biogas denkbar. Ein voller Importverzicht ist beispielsweise mit einer etwa 70-prozentigen Steigerung des Biogaseinsatzes gegenüber heute

⁵⁰ AGE 2014, Durchschnitt 2011 bis 2013.

⁵¹ BMWi 2014-1.

machbar. Ob dies möglich und sinnvoll ist, kann nur im Rahmen einer nationalen Biomassestrategie unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen beurteilt werden. Bei einer FEE-Überinstallation kommt man theoretisch gänzlich ohne zusätzliche Stromproduktion aus, wenn die Überproduktion von Strom die Verluste in den Speichern decken kann.

2) Erhöhter Langzeitspeichereinsatz

Der Einsatz von Langzeitspeichern spielt bei hohen Wind- und Photovoltaikanteilen, wie in Kapitel 5.4 dargestellt, ohnehin eine große Rolle. Mithilfe von Speichern lassen sich Überschüsse besser ausnutzen und der Bedarf für zusätzliche Erzeugung aus Erdgas oder Biomasse sinkt. Dies verringert Importabhängigkeiten und etwaige Umweltfolgen der Bioenergienutzung.

Aber auch bei geringeren FEE-Anteilen können die Langzeitspeicherkapazitäten erhöht werden, um Importabhängigkeiten zu verringern. Bei einer Vollversorgung aus heimischen Energie-

trägern – im Wesentlichen kommen ergänzend nur Biomasse, Braunkohle oder Geothermie infrage – wird die Einspeicherung von Überschussstrom aus fluktuierenden Erneuerbaren hier auch in größerem Umfang wirtschaftlich, da dann keine günstigeren Alternativen zur Verfügung stehen.

3) Einsatz von Braunkohle

Als Alternative zu Erdgas kann Braunkohle in dem Umfang eingesetzt werden, wie es die Emissionsminderungsziele zulassen. Dies spielt insbesondere dann eine Rolle, wenn die Wind- und Photovoltaikanteile nicht sehr hoch sind. Um die mit der Braunkohleverstromung verbundenen hohen CO₂-Emissionen zu kompensieren, müssen mehr Biomasse verstromt sowie die installierten Langzeitspeicherkapazitäten erhöht werden (siehe S6 ohne Import und S3 ohne Import in Abbildung 14 und Abbildung 15). Damit verbunden sind Mehrkosten von etwa zehn Prozent gegenüber dem Erdgaseinsatz.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Bei Prozessen in industriellen Anlagen und insbesondere in Kohle- und Gaskraftwerken entweicht das entstehende Kohlenstoffdioxid (CO₂) in der Regel als Abgas in die Atmosphäre. Mithilfe der Carbon-Capture-and-Storage-Methode wird das CO₂ abgetrennt, verflüssigt oder in Feststoffen gebunden und zum Beispiel in tiefen Sedimentschichten gelagert.

Da der Aufbau der Infrastruktur sowohl in den Kraftwerken als auch für den Transport und die Einlagerung des CO₂ einen hohen Aufwand erfordert, lohnt sich das Verfahren nur dann, wenn der Betrieb der Technologie über mehrere Jahrzehnte hinweg geplant und durchgeführt wird. Für eine Zwischenlösung für zehn bis zwanzig Jahre kommt die Technologie aus wirtschaftlichen Gründen nicht infrage. Obwohl eine vollständige Abscheidung des CO₂ mit einigen CCS-Verfahren theoretisch möglich ist, werden bei den in der Literatur diskutierten CCS-Konzepten aus wirtschaftlichen Gründen zumeist Restemissionsmengen („Schlupf“) in Höhe von rund zehn Prozent in Kauf genommen, sodass ein Kraftwerk mit CCS-Technologie nicht komplett CO₂-frei sein wird.

Die Akzeptanzanalyse im Rahmen des Projektes hat ergeben, dass für CCS aktuell nur eine sehr geringe Akzeptanz in der Bevölkerung zu erwarten ist, sodass hier in jedem Fall erhebliche Anstrengungen und ein umfassender gesellschaftlicher Diskurs notwendig wären, um eine Umsetzungschance im gesellschaftlichen Umfeld zu erreichen.

Ist zusätzlich Braunkohle-CCS als Option zugelassen, reduzieren sich der Einsatz von Biomasse und die erforderlichen Kapazitäten von Langzeitspeichern. Die installierte Leistung der Bioenergiekraftwerke bleibt zwar annähernd gleich, das Biogas wird allerdings lediglich genutzt, um Lastspitzen abzudecken. Dadurch reduziert sich der jährliche Biogasverbrauch um etwa 80 Prozent (S3 ohne Import mit CCS in Abbildung 15). Braunkohle ohne CCS kommt in dieser Systemvariante immer noch zum Einsatz, aber in etwas geringerem Umfang. Gegenüber der Systemvariante, in der Braunkohle-CCS nicht zugelassen ist, sinken die Stromgestehungskosten um rund zehn Prozent. Zu beachten ist hierbei die derzeit niedrige Akzeptanz von CCS in der Bevölkerung, was eine politische Um-

setzbarkeit in Deutschland auf absehbare Zeit äußerst fraglich erscheinen lässt.

4) Einsatz von Geothermie

Bei geringeren FEE-Anteilen könnte statt Braunkohle auch Geothermie eingesetzt werden. Zur Erreichung der Kostensenkungspotenziale bei der Geothermie besteht jedoch noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Nur wenn das äußerst ambitionierte Ziel einer Kostenreduktion von 75 Prozent gegenüber heute erreicht wird, stellt die geothermische Stromerzeugung eine wirtschaftlich vertretbare Alternative dar. Mit einer umfangreichen Geothermienutzung wären CO₂-freie Stromversorgungssysteme dann auch bei geringeren Wind- und Photovoltaikanteilen ohne Importabhängigkeit möglich.

Geothermische Stromerzeugung

Bei der geothermischen Stromerzeugung wird Wärme aus dem Untergrund mithilfe von Dampfturbinen in elektrischen Strom gewandelt. Mit einer relativ geringen installierten Leistung befinden sich geothermische Stromerzeugungsanlagen für einen großflächigen Einsatz in Deutschland bislang noch im Forschungsstadium. Da in Deutschland nur ein relativ geringes Potenzial für einfach erschließbare Geothermiequellen zur Stromerzeugung vorhanden ist, müssen sogenannte Technisch angelegte Geothermische Systeme (TGS) eingesetzt werden. Mit den in Deutschland vorhandenen Erdwärmepotenzialen können über einen Zeitraum von 500 Jahren circa 260 Terawattstunden elektrischer Energie pro Jahr erzeugt werden. Bei TGS werden mithilfe von Wasserdruck Risse in tiefen und damit etwa 100 bis 200 °C warmen Gesteinsschichten erzeugt, die dann als Wärmetauscher dienen. Dieses Verfahren wird auch als *Hot-Dry-Rock-Verfahren* bezeichnet. Gegenüber anderen geothermischen Systemen, die an spezielle geologische Verhältnisse geknüpft sind und damit an bestimmte Standorte gebunden sind, können TGS Anlagen nahezu überall errichtet werden.

5 Fazit

Die Stellungnahme zeigt verschiedene Optionen auf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung der Zukunft bei einem wachsenden Anteil fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Grundlage dieser Betrachtungen waren Analysen des Stromsystems für das Jahr 2050, die auf aktuellen Energieszenarien basieren und verschiedene Flexibilitätsoptionen je nach politisch-gesellschaftlicher Vorgabe unterschiedlich stark berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung der nationalen Erneuerbare-Energien-Potenziale wird die Stromversorgung zukünftig stark von den fluktuierenden Erzeugern Wind und Photovoltaik dominiert. Ergänzend müssen sogenannte Flexibilitätstechnologien dafür sorgen, dass die Stromerzeugung zu jeder Zeit mit der Last in Einklang gebracht werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass dafür in 2050 planbar und flexibel einsetzbare Stromerzeugungsanlagen (erdgas- und kohle-gefeuerte Kraftwerke, Biomassekraftwerke, solarthermische oder geothermische Kraftwerke), Speicher sowie abschaltbare beziehungsweise verschiebbare Lasten (Demand-Side-Management) technisch zur Verfügung stehen könnten. Ergänzend können Technologien genutzt werden, die überschüssigen Strom in Wärme (Power-to-Heat) oder chemisch gespeicherte Energie (zum Beispiel Power-to-Gas/Fuel) umwandeln. Für eine kostenoptimale Zusammensetzung des Technologieparks aus den fluktuierenden Erzeugern und Flexibilitätstechnologien als Schlüssel zu einer nachhaltigen Versorgung gibt es entsprechend unterschiedliche Möglichkeiten.

Die zentralen Schlussfolgerungen dieser Stellungnahme lauten:

- In allen Energieszenarien spielen **Windenergie und Photovoltaik** für die Stromversorgung 2050 eine entscheidende Rolle. Onshore-Windenergie weist zusammen mit der Photovoltaik die günstigsten Stromgestehungskosten unter den erneuerbaren Energietechnologien auf. Diese beiden Energieformen bestimmen aufgrund ihrer fluktuierenden Einspeisung den Flexibilitätsbedarf in einem zukünftigen Stromsystem, sodass der Anteil dieser Technologien an der Strombereitstellung einen maßgeblichen Einfluss auf die Zusammensetzung des Parks an Flexibilitätstechnologien hat.
- Geht man davon aus, dass der Preis für CO₂-Emissionszertifikate entsprechend der Energiereferenzprognose des BMWi⁵² im Jahr 2050 wesentlich höher ist als heute, ist die **Stromerzeugung mit hohem Wind- und Photovoltaikanteil** in der Regel günstiger, als mit einem von fossilen Energien dominierten Kraftwerkspark.
- **Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke** spielen im Stromsystem 2050 eine zentrale Rolle. Sie werden in Abhängigkeit von den Randbedingungen mit Erdgas, Biogas oder als Teil von Gasspeichersystemen mit Wasserstoff oder Methan betrieben. Der Bau neuer Gaskraftwerke kann unter der Annahme, dass sich ausreichend hohe CO₂-Preise zur Erreichung der Klimaziele einstellen, schon

⁵² Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate im Jahr 2050 beträgt laut Energiereferenzprognose (BMWi 2014-1) 76 Euro pro Tonne CO₂.

ab jetzt als „No-Regret“-Maßnahme angesehen werden, wenn die Anlagen für variable Gasfeuerung ausgelegt werden. Die Anlagen stellen das Rückgrat einer gesicherten und zuverlässigen Stromversorgung dar. Ihre Volllaststundenzahl wird allerdings sehr gering sein und auch von Jahr zu Jahr entsprechend den jeweiligen Wetterlagen stark schwanken. Die Vorhaltung dieser unverzichtbaren Kapazitäten müsste daher über geeignete Marktmechanismen sichergestellt werden.

- Eine Vollversorgung des Stromsystems aus erneuerbaren Energiequellen ist möglich. Hierbei werden die fluktuierenden erneuerbare Energien (FEE) Wind und Photovoltaik durch **Flexibilitätstechnologien** wie Speicher, Demand-Side-Management und regelbare Energietechnologien wie Biogasanlagen oder solarthermische Kraftwerke mit integrierten Wärmespeichern ergänzt, um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt aufrechtzuerhalten. Soll der FEE-Anteil vergleichsweise gering gehalten werden, könnte die Versorgungssicherheit kostengünstig durch den Import von Strom über transeuropäische Stromnetze aus solarthermischen Kraftwerken in der Mittelmeerregion gesichert werden. Hierbei sind die Umsetzungsrisiken zu beachten. Bei einem FEE-Anteil über 90 Prozent reicht prinzipiell der relativ kostengünstige Einsatz von Biogasanlagen als Ergänzung. Der Biogaseinsatz müsste in diesem Fall aber gegenüber heute in etwa verdoppelt werden. Ob Biomasse in diesem Ausmaß für den Stromsektor genutzt werden soll, kann nur im Rahmen einer ganzheitlichen nationalen Biomassestrategie, die Nutzungskonkurrenzen beachtet, und unter Berücksichtigung der regionalen und globalen Folgen entschieden werden. Der Bedarf an Biomasse könnte bei noch höheren FEE-Anteilen durch einen vermehrten Einsatz von Langzeitspeichern verringert werden, wobei

dies offenbar mit nur geringen Zusatzkosten verbunden ist.

- Zentrale Großkraftwerkstechnologien erfordern ein starkes Übertragungsnetz. Dies gilt auch für eine räumliche starke Konzentration von EE-Quellen (zum Beispiel Windenergie in Norddeutschland, EE-Stromimport). Die Stromversorgung kann aber auch stark **dezentral** organisiert sein, sofern der Ausbau von Wind und Photovoltaik in allen Teilen Deutschlands erfolgt und insbesondere im Bereich der Lastzentren durchgeführt wird. Die Entscheidung „Dezentralität versus Zentralität“ muss anhand einer umfassenden Bewertung der Kostenunterschiede getroffen werden und hängt auch stark von der Akzeptanz der verschiedenen Varianten in der Bevölkerung ab.
- Demand-Side-Management erweist sich als kostengünstige Flexibilitätsoption zur Deckung des **Kurzzeitspeicherbedarfs**. Dabei wird der größte Teil des Potenzials im Jahr 2050 durch Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen sowie thermische Speicher in Haushalten bereitgestellt. Zudem spielt der Einsatz von DSM im Bereich industrieller Anwendungen eine wichtige Rolle.
- Zur Überbrückung von Dunkelflauten können **Langzeitspeicher** oder flexible Erzeuger eingesetzt werden. Je mehr Technologien zur flexiblen Stromerzeugung zur Verfügung stehen und je geringer die Klimaschutzanforderungen sind, desto weniger werden Langzeitspeicher benötigt. Sie spielen hingegen eine große Rolle, wenn der Erdgasimport reduziert werden soll oder das Potenzial für Bioenergie eher gering ist. Bei bis zu 80 Prozent CO₂-Einsparung im Stromsektor gegenüber 1990 spielen Langzeitspeicher zunächst keine Rolle.
- Die Abhängigkeit von **Energieimporten** kann durch einen hohen Einsatz von Wind und Photovoltaik, Langzeitspeichern, Braunkohle oder Geother-

mie reduziert werden. Bei hohen FEE-Anteilen werden die Stromüberschüsse für die Langzeitspeicherung in Wasserstoff oder Methan umgewandelt. Dies senkt den Stromerzeugungsbedarf aus fossilen Energieträgern, aber auch aus Biogas.

- Bei strengen Klimaschutzzielen ist Braunkohle in Verbindung mit der **CCS-Technologie** ebenfalls eine grundsätzlich denkbare Option. Sie ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn der Anteil an Wind- und Solarstrom, das heißt der FEE-Anteil relativ gering ist. Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung sind sehr fixkostenintensiv und sind nur mit einer hohen Auslastung wirtschaftlich zu betreiben. Außerdem setzt dies voraus, dass die Bevölkerung die Einführung von CCS und den Weiterbetrieb der Braunkohletagebaue akzeptiert. Dies ist derzeit nicht der Fall beziehungsweise zumindest fraglich.
- Die **geothermische Stromerzeugung** ist in signifikanten Größenordnungen nur eine Alternative zu Wind- und Solarstrom, wenn es gelingt, die Kosten sehr deutlich zu reduzieren. Die Wirtschaftlichkeit der Geothermie ist dagegen höher, wenn Sie zur Wärmeversorgung eingesetzt werden kann. Damit entsteht eine Nutzungskonkurrenz, die die Verfügbarkeit der Geothermie für die Stromerzeugung einschränkt.
- **Power-to-Heat** und der **flexible Einsatz von KWK-Anlagen** (Kraft-Wärme-Kopplung) sind sehr kostengünstige Flexibilitätsoptionen. Die Kopplung des Stromsystems mit dem Wärmemarkt ist deshalb von großer Bedeutung und muss bei der optimalen Ausgestaltung des Energiesystems in besonderer Weise Berücksichtigung finden.
- Forschung, Entwicklung und der Ausbau der installierten Kapazitäten spielt für alle betrachteten Technologien eine zentrale Rolle, um weitere **Kosten-senkungspotenziale** zu erschlie-

ßen. Neben der Weiterentwicklung der Technologien selber, beispielsweise durch Steigerung der Effizienz und Reduktion des Materialeinsatzes, kommt auch der Systemeinbindung eine große Bedeutung zu.

Die dieser Stellungnahme zugrunde liegenden Rechnungen und Analysen zeigen, dass unterschiedliche Systemkonfigurationen bei relativ ähnlichen Kosten möglich sind. Diese unterschiedlichen Möglichkeiten verringern zum einen das Risiko von Fehlallokationen in der Entwicklung und Einführung von Technologien und zum anderen zeigen sie, dass das Optionenspektrum für Politik und Gesellschaft relativ breit ist. Abgesehen vom Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie der Bereithaltung großer Kapazitäten an Gasturbinen beziehungsweise Gas- und Dampfkraftwerken mit hoher Flexibilität auf der Brennstoffseite gibt es quasi keine Technologie, die nicht durch andere Optionen ersetzt werden könnte.

Weitere Flexibilisierungspotenziale, die in dieser Studie mit Ausnahme eines direkten EE-Stromimportes aus methodischen Gründen nicht berücksichtigt sind, liegen in einer starken europäischen Vernetzung. Der Schwerpunkt der hier durchgeführten Analyse lag in der Modellierung von möglichst vielen Szenario- und Parametervariationen. Hierfür war ein einfacher Modellansatz notwendig, der zur Begrenzung der Rechenzeit eine Kopplung mit dem europäischen Ausland nicht zulässt.

Bisher existieren insgesamt nur wenige Ansätze, um die Auswirkungen des europäischen Energieverbundes auf den Bedarf an Flexibilitätstechnologien zu untersuchen, die aber der weiteren Detaillierung bedürfen. So müssten im Einklang mit der hier verwendeten Methodik etwa die möglichen Entwicklungen der Energiesysteme aller europäischer Länder einer detaillierten Analyse hinsichtlich ihrer

Entwicklungsperspektiven bis 2050 unterzogen werden, um die grenzüberschreitenden Ausgleichsmöglichkeiten einschätzen zu können. Je nach Ausbauszenario der fluktuierenden Erneuerbaren in den Nachbarländern könnten dort Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, die für Deutschland mitgenutzt werden können, und so beispielsweise den Speicherbedarf in Deutschland reduzieren. Voraussetzung hierfür wäre ein entsprechender Ausbau der netzseitigen Austauschkapazitäten und generell die Bereitschaft, eine Leistung, die für eine sichere Stromversorgung erforderlich ist, aus dem Ausland zu beziehen.

Bei der Integration des Wärmesektors sind vielfältige Fragestellungen im Hinblick auf die Entwicklung des Wärmebedarfs und seiner zeitlichen Charakteristika zu beantworten. Sicher bietet der Wärmesektor eine einfache und kostengünstige Option, überschüssigen Strom aufzunehmen. Zur Bewältigung von Dunkelflauten kann er jedoch zumindest bei ambitionierten Klimaschutzzielen nur wenig beitragen.

Insgesamt führt die Hinzunahme dieser weiteren Möglichkeiten dazu, dass sich die Bandbreite der zu untersuchenden Systemvarianten gegenüber der hier detailliert betrachteten Portfolios ausweitet. Die Frage, wie sich die europäische Vernetzung und die Verknüpfung von Strom- und Wärmesektor (sowie perspektivisch auch in Bezug auf den Kraftstoffsektor sowie Rohstoffe für die Industrie) auf den hier dargestellten Bedarf an den verschiedenen Flexibilitätstechnologien auswirken, bildet einen interessanten und wichtigen Anknüpfungspunkt für weitere Forschungsarbeiten.

Unabhängig von der Zahl der zukünftigen Optionen, die Umsetzung einer kohlenstoffarmen Energieversorgung erfolgt nicht von allein. Um den Weg zu ebnen, sind Marktregeln und Regulierungen erforderlich, die eine Transformation des

Gesamtsystems in Richtung des gewählten Zielsystems rechtzeitig begünstigen. Eine zentrale Herausforderung besteht weiterhin darin, den gesamten Entwicklungspfad von heute bis zum Jahr 2050 unter Beachtung der für diese langen Zeiträume typischen Unsicherheiten ökonomisch effizient zu gestalten.

Glossar

Carbon Capture and Storage (CCS)

CCS bezeichnet die Abscheidung und dauerhafte Einlagerung von Kohlenstoffdioxid (CO_2), das in industriellen Prozessen oder Verbrennungskraftwerken entsteht. Das CO_2 wird zum Beispiel in tiefen Sedimentschichten eingelagert, um zu verhindern, dass es in die Atmosphäre gelangt und zur Erderwärmung beiträgt.

Demand-Side-Management (DSM)

Demand-Side-Management („Lastmanagement“) bezeichnet die zeitliche Verlagerung der Stromnachfrage von elektrischen Verbrauchern. Auf diese Weise kann der Stromverbrauch dem Angebot aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen angepasst werden.

Dunkelflauten

Lange Phasen mit keiner oder geringer Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik werden als Dunkelflauten bezeichnet. Die Systemauslegung wird stark von der längsten Dunkelflaute bestimmt.

Fluktuierende erneuerbare Energien (FEE)

Fluktuierende erneuerbare Energien sind dadurch gekennzeichnet, dass sie zwar unerschöpflich sind, aber nicht ständig zur Verfügung stehen. Sonnen- und Windenergie sind abhängig von den Wetterverhältnissen und daher nicht zu beeinflussenden Schwankungen unterworfen. Im Unterschied dazu sind erneuerbare Energien aus Geothermie, Wasserkraft aus Speicherseen oder Biomasse bei Bedarf abrufbar.

Gasturbinen- und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke

Gasturbinen(GT)- und Gas-und-Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerke haben deutlich geringere Investitionskosten und CO_2 -Emissionen als Stein- oder Braunkohlekraftwerke. Sie werden immer dann eingesetzt, wenn nur geringere Volllast-

stundenzahlen erreicht werden, oder wenn der Einsatz von Kohlekraftwerken aus Gründen der Emissionsreduktion nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Nach Einschätzung der Experten können GT-Kraftwerke 2050 Wirkungsgrade um 45 Prozent und GuD-Kraftwerke etwas über 60 Prozent erreichen. Entsprechend werden GT-Kraftwerke eingesetzt, wenn sehr kleine Volllaststundenzahlen erwartet werden und GuD-Kraftwerke bei etwas höherer Zahl von Volllaststunden.

Geothermie, geothermische Stromerzeugung

Bei der geothermischen Stromerzeugung wird Wärme aus dem Untergrund mithilfe von Dampfturbinen in elektrischen Strom gewandelt.

Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher (Speicherdauer bis zu mehreren Stunden) haben typischerweise einen hohen Wirkungsgrad, das heißt, es geht nur wenig Strom beim Speichern verloren. Durch ihre hohe Zyklenlebensdauer können sie oft geladen und entladen werden. Zu den Kurzzeitspeichern gehören Schwungräder, Spulen, Kondensatoren und Batterien aller Art.

Langzeitspeicher

Langzeitspeicher (Speicherdauer ein bis mehrere Wochen) sollten aus Gründen der Wirtschaftlichkeit geringe Investitionskosten haben, weil diese Speicher meist nur ein- bis zweimal im Jahr komplett gebraucht werden. Weil sie nur selten zum Einsatz kommen, ist der Wirkungsgrad von nachgeordneter Bedeutung. Als Langzeitspeicher kommen nach dem Stand der Technik nur sehr große Wasser- oder Gasspeicher infrage. Für entsprechende Wasserspeicher gibt es in Deutschland keine Potenziale.

Power-to-Gas

Bei der Power-to-Gas-Technologie wird elektrischer Strom in gut speicherbare chemische

Energieträger (Wasserstoff oder Methan) umgewandelt. Im Rahmen der Berechnungen wurde standardmäßig von einer Herstellung von Methan ausgegangen.

Power-to-X

Alle Technologien, mit deren Hilfe Strom aus dem Stromsektor zur Verwendung in anderen Sektoren ausgekoppelt werden kann, werden als Power-to-X-Technologien bezeichnet. Im Rahmen der Stellungnahme wurde Power-to-Heat (elektrische Wärmeerzeugung) und Power-to-Gas (elektrische Erzeugung synthetischen Erdgases) berücksichtigt.

Residuallast

Die Residuallast entspricht der Differenz zwischen der Nachfrage nach Strom aller Stromverbraucher und der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Sie muss zu jeder Zeit durch den Einsatz von Flexibilitätstechnologien abgedeckt werden. Bei positiver Residuallast muss zusätzlich Strom bereitgestellt werden, bei negativer Residuallast muss überschüssiger Strom durch Speicher oder Power-to-X-Technologien genutzt oder abgeregelt werden.

Referenzszenario

Als Referenzszenario im Rahmen dieser Stellungnahme wird ein Stromsystem auf Basis des FEE-Anteils (67 Prozent) sowie des Nettostrombedarfs (458 Terawattstunden im Jahr 2050) des Zielszenarios der Bundesregierung⁵³ herangezogen. Der dazugehörige Flexibilitätspark wird mit der für alle Varianten verwendeten Methode berechnet. Dabei werden im Referenzszenario die Technologien Braunkohle-CCS und Solarthermie aufgrund der Umsetzungsrisiken ausgeschlossen sowie ein CO₂-Minderungsziel von 90 Prozent gegenüber 1990 vorgegeben.

Solarthermische Stromerzeugung (Concentrated Solar Power, CSP)

Bei solarthermischen Kraftwerken wird das Sonnenlicht zunächst genutzt, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen. In einem folgenden Schritt wird, ähnlich wie in einem Ver-

brennungskraftwerk, die Wärmeenergie über Dampfturbinen in elektrische Energie umgewandelt. Werden thermische Speicher eingebaut, so kann die Wärme zwischengespeichert werden, und Strom kann auch in Zeiten ohne Sonneneinstrahlung erzeugt werden.

Volllaststunden

Volllaststunden sind ein Maß für die Auslastung einer Anlage. Als Volllaststunden wird die äquivalente Betriebszeit bei Nennlast bezeichnet. 1.000 Volllaststunden erreicht man also zum Beispiel mit 1.000 Betriebsstunden bei Nennlast oder 2.000 Betriebsstunden bei 50 Prozent der Nennlast. Die Nennlast bezeichnet die maximale Leistung einer Anlage, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb auf Dauer erbracht werden kann. Meist sind die Volllaststunden auf ein Jahr bezogen. 1.000 Volllaststunden pro Jahr bedeuten also zum Beispiel, dass die Anlage 11,4 Prozent des Stroms erzeugt, den sie produzieren könnte, wenn sie die gesamten 8.760 Stunden des Jahres bei Nennlast laufen würde.

⁵³ BMWi 2014-1.

Literatur

AEE 2012

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].

AGEB 2014

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013*, 2014. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_10092014_05112014_ov.pdf [Stand: 30.06.2015].

Balser 2015

Balser, M.: „Bayerns lange Leitung“. In: *Süddeutsche Zeitung Online*, 03.04.2015. URL: <http://www.sueddeutsche.de/bayern/energiewende-bayerns-lange-leitung-1.2331870> [Stand: 30.06.2015].

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].

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 Strukturforschung, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Stand: 20.05.2015].

BMWi 2014-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher*, Studie erstellt von Fraunhofer Institut für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014. URL: <http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2015/Abschlussbericht-Metastudie-Energiespeicher.pdf> [Stand 04.08.2015].

BMUB 2014

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: *Klimaschutzszenario 2050*. Studie erstellt von Ökoinstitut 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].

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.

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.

Elsner et al. 2015

Elsner, P., Fishedick, M., Sauer, D. U. (Hrsg.): *Flexibilitätskonzepte für eine nachhaltige Stromversorgung 2050* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 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].

Heilek 2015

Heilek, C.: *Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem*, Dissertation, München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München 2015.

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 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://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/32453.pdf> [Stand: 20.05.2014].

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].

NEP 2014

Netzentwicklungsplan Strom, 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf [Stand: 01.04.2015]

Ohlhorst 2009

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

Pietzner/Schumann 2012

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

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].

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].

UBA 2010

Umweltbundesamt (Hrsg.): *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Studie erstellt von Klaus, T./Vollmer, C./Werner, K./Lehmann, H./Müschien, 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: *Klimaschutzplan NRW: Zusammenfassung der Szenarienberechnungen des Beteiligungsprozesses*, 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].

Wüste 2012

Wüste, A.: *Gesellschaftliche Akzeptanz unterschiedlicher Biomassennutzungsformen 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].

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.

Arbeitsgruppen des Projekts

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.

AG Ausgangssituation	AG Recht	AG Technologien
AG Gesellschaft	AG Ressourcen	AG Umsetzungsoptionen
AG Ökonomie	AG Szenarien	

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

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

Technologiespezifische Fachgruppen haben die vorhandenen Informationen zu den relevanten Technologien zusammengetragen, anhand einheitlicher Kriterien bewertet und quantifiziert. Die Fachgruppe „Energieszenarien“ untersuchte den Flexibilitätsbedarf möglicher Energiesysteme im Jahr 2050 auf Basis aktuell verfügbarer Szenarien. 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 und Zwischenergebnisse diskutiert. Bei einem weiteren Workshop der Fachgruppenleiter am 30. Januar 2015 wurden Kernaussagen zur Deckung des künftigen Flexibilitätsbedarfs und weiterer Auswirkungen auf das Stromsystem abgeleitet.

Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Weitere Formate:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren die Datenbasis sowie weitere Details zu einzelnen Technologien. Sie werden ab Ende 2015 online verfügbar sein unter www.acatech.de/flexibilitaetskonzepte-2015.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

Zur Ad-hoc-Gruppe gehörten elf Fachgruppen mit rund 100 Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren sind auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten. Eine vollständige Liste der Mitwirkenden der Ad-hoc-Gruppe ist der Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ zu entnehmen.

Leitung

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

Texterstellung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Dr. Berit Erlach	acatech
Prof. Dr. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen
Dr. Dirk Vetter	acatech

Gutachter

Prof. Dr. Thomas Hamacher	Technische Universität München
Prof. Dr. Claudia Kemfert	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW Berlin
Prof. Dr. Joachim Luther	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Dr. Thomas Ziesemer	Universität Maastricht

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 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	Leiter Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung und 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.

Die Stellungnahme wurde am 4. September 2015 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Autorinnen und Autoren sowie Gutachtern für ihre Beiträge.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Robert Bosch **Stiftung**

Deutsche Akademie der Naturforscher
Leopoldina e.V.
Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e.V.

Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: (0345) 472 39-867
Fax: (0345) 472 39-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Residenz München, Hofgartenstraße 2
80539 München
Tel.: (089) 5 20 30 9-0
Fax: (089) 5 20 30 9-9
E-Mail: info@acatech.de

Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: (06131) 218528-10
Fax: (06131) 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de

Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung

ISBN: 978-3-8047-3503-3