



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

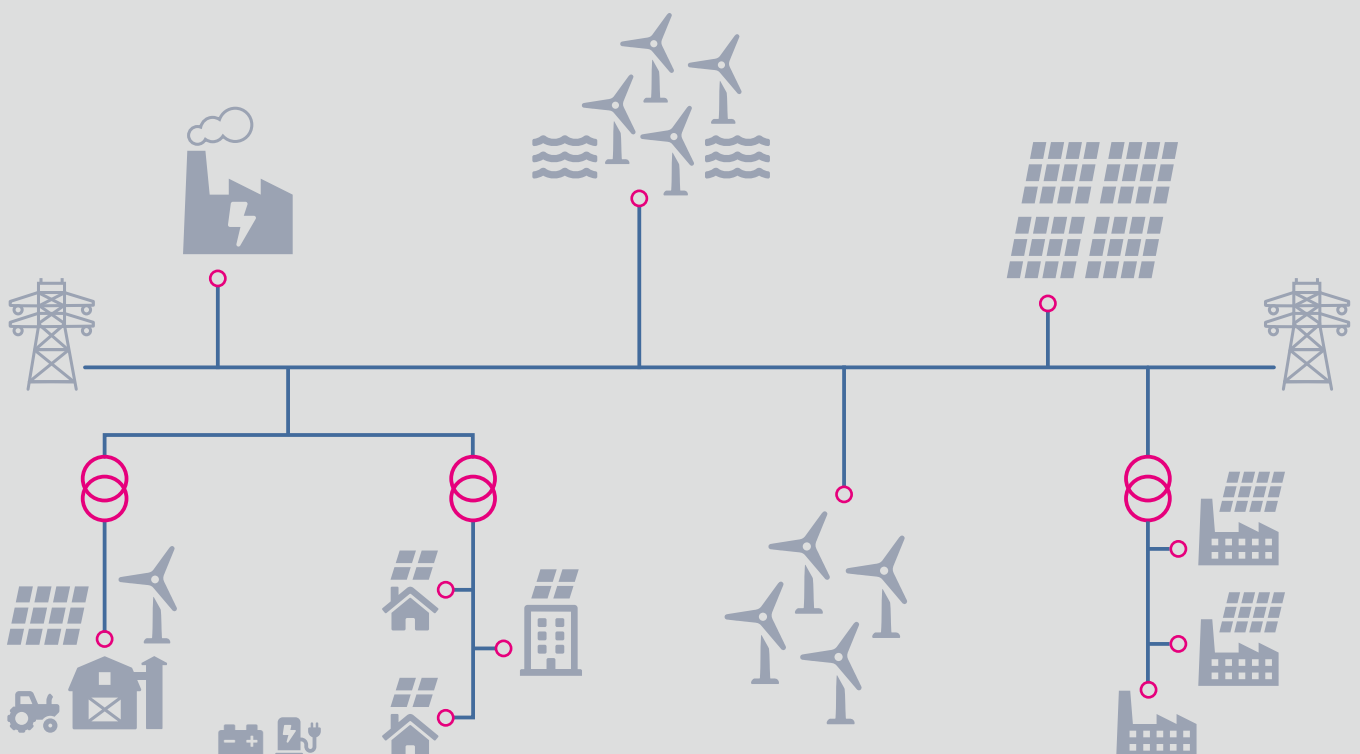
acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Januar 2020
Stellungnahme

Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem

Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung



„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

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

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Geschäftsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

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

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

Redaktion

Julika Witte, acatech

Wissenschaftliche Koordination

Dr. Berit Erlach, acatech

Produktionskoordinatorin

Marie-Christin Höhne, acatech

Gestaltung und Satz

aweberdesign.de . Büro für Gestaltung, Berlin

Druck

Laser Line GmbH, Berlin
Gedruckt auf säurefreiem Papier, Printed in EC

ISBN: 978-3-8047-4060-0

Bibliographische 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.

Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem

Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung

Vorwort

Die Energieversorgung wandelt sich. Immer mehr Privatpersonen, Energiegenossenschaften und Kommunen betreiben eigene Solaranlagen, Biogasanlagen oder Windparks und ergänzen damit die großen Versorger und Kraftwerke. Bürgerinnen und Bürger werden zunehmend zu Prosumern, die ihr Haus klimaschonend und effizient per Wärmepumpe heizen und die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach sowie ihr Elektroauto mit einem Batteriespeicher verbinden.

Doch können diese dezentralen Systeme allein den zukünftigen Energiebedarf decken? Da Wind- und Solarstrom zunehmend auch im Wärme- und Verkehrssektor fossile Energieträger ersetzen müssen, könnte sich der Strombedarf bis zum Jahr 2050 verdoppeln. Das zeigt die Stellungnahme „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, die das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) im Jahr 2017 veröffentlicht hat. Eine solch große Nachfrage kann nur gedeckt werden, wenn die Kapazität der Windkraft- und Solaranlagen auf ein Vier- bis Sechsfaches steigt. Dafür brauchen wir in Zukunft neben dezentralen Anlagen auch große Solar- und Windparks, die viel Strom kostengünstig bereitstellen können.

Wie können zentrale und dezentrale Technologien also zu einem funktionierenden Gesamtsystem verbunden werden und eine sichere, klimafreundliche und wettbewerbsfähige Energieversorgung ermöglichen? Diese Frage haben die deutschen Wissenschaftsakademien in der vorliegenden Publikation untersucht. Sie stellen fest: Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie von der Bevölkerung unterstützt wird. Konflikte mit dem Naturschutz und mit Anwohnerinnen und Anwohnern müssen daher mehr in den Fokus der Energiewendeplanung rücken. Darüber hinaus sollten Bürgerinnen und Bürger viel stärker als bisher die Chance haben, sich aktiv in Planungs- und Entscheidungsprozesse einzubringen. Finanzielle und politische Beteiligungsmöglichkeiten können die Akzeptanz für die Energiewende erhöhen. Allerdings zeigt sich auch: Der in Teilen der Bevölkerung ungeliebte Stromnetzausbau ist selbst bei einer stärker dezentral ausgerichteten Energiewende unvermeidbar.

Ein weiteres Ergebnis lautet: Um die kleinteilige Energieversorgung effizient zu steuern, wird Digitalisierung zukünftig unverzichtbar. Mit der Frage, wie die Digitalisierung sicher gestaltet werden kann, beschäftigt sich eine weitere Arbeitsgruppe im Akademienprojekt. Zugleich fordern die Fachleute verlässliche Rahmenbedingungen für klimaschonende Innovationen und Investitionen. Wir danken den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie den Gutachtern herzlich für ihr Engagement.



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



Prof. Dr. Dieter Spath
Präsident
acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften



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

Inhalt

Vorwort	3
Abkürzungen und Einheiten	6
Glossar	7
Zusammenfassung	8
1 Einleitung	17
2 Was heißt eigentlich dezentral? Dimensionen von (de-)zentralen Energiesystemen	22
3 Studienübersicht: Exemplarische zentrale und dezentrale Szenarien	28
4 Maßgebliche Aspekte von zentralen und dezentralen Energiesystemen	33
4.1 Technische Perspektive	33
4.1.1 Windenergie- und Solaranlagen	33
4.1.2 Kurzzeitige Flexibilität	37
4.1.3 Langzeitige Flexibilität	38
4.1.4 Erdgasnetz	40
4.1.5 Ausbau der Stromnetze	41
4.1.6 Digitalisierung in der Energieversorgung	43
4.1.7 Koordinationsebene	49
4.1.8 Resilienz	50
4.2 Ökonomische Perspektive	52
4.2.1 Einordnung ökonomischer Aspekte	52
4.2.2 Stromgestehungskosten	53
4.2.3 Akteursstruktur aus ökonomischer Perspektive	54
4.2.4 Flexibilität aus ökonomischer Perspektive	55
4.2.5 Prosuming	55
4.2.6 Netzkosten und Gesamtkosten	57
4.3 Ökologische und raumplanerische Perspektive	58
4.3.1 Berücksichtigung von naturräumlichen Bedingungen und Vorbelastungen	59
4.3.2 Zentralere und dezentralere Raumplanungsstrategien	60
4.4 Gesellschaftliche Perspektive	61
4.4.1 „zentral“ versus „dezentral“ in der gesellschaftlichen Diskussion	61
4.4.2 Technologiebezogene Konflikte	64
4.4.3 Vertrauen in Akteure der Energiewende	67
4.4.4 Politische Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende ...	69

5	Handlungsoptionen	72
5.1	Technische Voraussetzungen für eine sichere und klimafreundliche Energieversorgung.....	74
5.1.1	Netze	75
5.1.2	Flexibilität	77
5.2	(De-)Zentralität im rechtlich-ökonomischen Gesamtrahmen.....	78
5.2.1	Stärkung des CO ₂ -Preises.....	78
5.2.2	Reduzierung der Komplexität	80
5.3	Setzen angemessener ökonomischer Anreize für dezentrale Erzeugungsstrukturen.....	81
5.3.1	Möglichkeiten zur lokalen ökonomischen Beteiligung.....	81
5.3.2	Rahmenbedingungen für Prosuming	84
5.3.3	Netzentgelte	87
5.3.4	Anreize auf Erzeugerseite für systemdienliche Standortwahl.....	89
5.3.5	Koordination dezentraler Komponenten im Verteilnetz.....	90
5.4	Handlungsoptionen im Bereich Gesellschaft.....	92
5.4.1	Raumplanerische Handlungsoptionen	92
5.4.2	Gestaltung von Bürgerbeteiligung in den Planungsverfahren.....	94
5.4.3	Wissensgrundlage für die gesellschaftliche Diskussion erweitern	95
5.4.4	Aus- und Weiterbildung von Fachkräften	95
6	Fazit	97
	Literatur.....	100
	Das Akademienprojekt	110

Abkürzungen und Einheiten

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand-Side-Management (flexible Verbraucher)
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KI	Künstliche Intelligenz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PPA	Power Purchasing Agreement, Stromkaufvereinbarung
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
RED	EU Renewable Energy Directive

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt (ein Megawatt entspricht 1.000 Kilowatt)
MWh	Megawattstunde (eine Megawattstunde entspricht 1.000 Kilowattstunden)
GW	Gigawatt (ein Gigawatt entspricht einer Million Kilowatt)
m ²	Quadratmeter
TWh	Terawattstunde (eine Terawattstunde entspricht einer Milliarde Kilowattstunden)

Glossar

Arealnetz	Ein Arealnetz stellt eine Einheit von Anlagen dar, die im Eigentum eines Besitzers oder derselben Miteigentümer ist (örtliche Einheit). Es kann sich auf mehrere zusammenhängende Grundstücke ausdehnen. Die elektrische Energie wird über Leitungen und – in der Regel – Transformatorenstationen im Eigentum des Arealnetzeigentümers innerhalb des Arealnetzes verteilt (VSE 2018).
E-Fuels	Synthetische Kraftstoffe, für deren Herstellung elektrischer Strom als Energiequelle dient. Der Strom wird zunächst genutzt, um mittels Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Der Wasserstoff wird dann in einem Syntheseverfahren zu kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen weiterverarbeitet. Als Kohlenstoffquelle kann CO ₂ aus der Luft oder aus Produktionsprozessen dienen. Die Herstellungsverfahren werden unter anderem als Power-to-Liquid (PtL) oder Power-to-Fuel (PtF) bezeichnet.
EEG-Anlage	Erneuerbare-Energien-Anlage, die nach EEG gefördert wird.
Erzeugungsanlage	Anlage zur Stromerzeugung. Solche Anlagen umfassen Windenergie- und Photovoltaikanlagen, aber auch regelbare Kraftwerke mit erneuerbaren Brennstoffen (zum Beispiel Biomasse) oder fossilen Brennstoffen (zum Beispiel Erdgas).
Prosumer	Als Prosumer wird eine Person bezeichnet, die zugleich Verbraucher (englisch: consumer) und Produzent (englisch: producer) desselben Produktes ist. Ein typisches Beispiel im Energiebereich ist ein Stromverbraucher, der mit einer Photovoltaikanlage Strom selbst erzeugt.
Sektorenkopplung	Die Sektorenkopplung verbindet die Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität zu einem integrierten Energiesystem, um Haushalt, Gewerbe und Industrie mit den benötigten Energiedienstleistungen zu versorgen. Elemente der Sektorenkopplung wie Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Gas, Wärmepumpen und Heizstab (Power-to-Heat) sowie Elektromobilität können dazu beitragen, alle Verbrauchsbereiche auf erneuerbare Energien umzustellen, Fluktuationen in den Stromnetzen auszugleichen und durch Energiespeicherung und -transport Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort möglichst kostengünstig zu gewährleisten.
Systemdienlichkeit	Ein dem Gesamtsystem dienliches Verhalten meint, dass sowohl Marktsituation (Preissignale, Ausgleich von Angebot und Nachfrage) als auch Netzsituation (Engpässe, Systemdienstleistungen) berücksichtigt werden.

Zusammenfassung

Um die Pariser Klimaschutzziele zu erreichen, muss die Energieversorgung innerhalb weniger Jahrzehnte von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Im Hinblick auf die räumliche Gestaltung der Energiewende gibt es zwei konkurrierende Paradigmen: Zum einen kann Energie möglichst dezentral, das heißt **verbrauchsnahe** in kleinen Anlagen bereitgestellt werden, beispielsweise durch eine Photovoltaikanlage auf dem Dach. Zum anderen kann Energie vorrangig in **Regionen mit guten Wind- und Solarressourcen** gewonnen und auch über weitere Strecken zum Verbraucher transportiert werden, wobei auch große Erneuerbare-Energie-Anlagen mit mehreren hundert Megawatt Leistung genutzt werden können. Darüber, welcher der beiden Ansätze vorrangig verfolgt werden sollte, wird kontrovers diskutiert. Dabei wird in der politisch-gesellschaftlichen Debatte eine „dezentrale“ Energieversorgung oft in Verbindung gebracht mit öffentlicher Daseinsvorsorge, Bürgernähe, Vor-Ort-Entscheidungen und Unabhängigkeit von großen Energieversorgern und ist daher positiv besetzt. Was genau mit „dezentral“ gemeint ist, bleibt allerdings oft diffus – beispielsweise, wie stark und weiträumig die dezentralen Einheiten vernetzt sein sollten. Auch fokussiert die Diskussion oft sehr stark auf die Stromerzeugung, während andere wichtige Aspekte wie die Bereitstellung von Flexibilität, die zunehmende Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor sowie die Koordination des Gesamtsystems weniger beachtet werden.

Eine systemische Betrachtung zeigt: Nur mit einem **Mix aus zentraleren und dezentraleren Technologien und Koordinierungsmechanismen** kann die Energieversorgung klimafreundlich, sicher und wettbewerbsfähig werden. Die einzelnen Elemente müssen dabei zu einem funktionierenden Gesamtsystem integriert werden. Dafür sind verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich, die die verschiedenen Akteure – vom Haushalt bis zum großen Energieversorgungsunternehmen – dazu motivieren, einen möglichst großen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Eine wichtige Rolle spielen dabei **Anreize für Investitionen** in Erneuerbare-Energie-Anlagen, Speicher und Technologien der Sektorenkopplung sowie für einen systemdienlichen Betrieb von Anlagen.

Für den Umbau des Energiesystems sind unterschiedliche Entwicklungspfade denkbar. Die Fokussierung auf die einfache Dichotomie „entweder zentral oder dezentral“, die in der politisch-gesellschaftlichen Diskussion teilweise vorgenommen wird, greift dabei jedoch zu kurz. Vielmehr ist sinnvoll, **verschiedene Dimensionen von (De-)Zentralität** zu unterscheiden. Dies sind vor allem die Größe der Anlagen, die Netzebene der Einspeisung, die Verbrauchsnähe der Erzeugung und der Flexibilitätstechnologien wie Speicher sowie die Koordination des Lastausgleichs, der dezentral (zum Beispiel im einzelnen Haushalt) oder zentral (beispielsweise an der Strombörse) stattfinden kann.

Wind- und Solarenergie müssen zentral *und* dezentral ausgebaut werden

Fest steht: Die Energiewende kann nur gelingen, wenn der **Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich verstärkt** wird. Langfristig muss ein Großteil der vorhandenen Wind- und Solarpotenziale genutzt werden – mit Windenergieanlagen im Norden, im Süden und auf See, sowie Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und auf Freiflächen. Durch die zunehmende Sektorenkopplung wird der Strombedarf auch bei ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen in Zukunft steigen. Will man den gesamten Energiebedarf mit erneuerbaren Energien aus Deutschland decken, bräuchte man etwa das Vier- bis Sechsfache der heute installierten Leistung an Windenergie- und Photovoltaikanlagen.¹ Die bereits bestehenden **Konflikte um die Flächennutzung** – Naturschutz, die empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und die Belastung von Anwohnerinnen und Anwohnern – könnten sich je nach Ausgestaltung der Energieversorgung dadurch deutlich verschärfen. Ein sparsamer Umgang mit Energie kann der Bedarf an Erneuerbare-Energie-Anlagen und Stromnetzen reduzieren. Die Anstrengungen, den Energieverbrauch zu reduzieren und die Wandlungseffizienzen zu erhöhen, sollten daher verstärkt werden.

Eine **Stärkung der Raumplanung** kann dazu beitragen, die verschiedenen Belange transparent gegeneinander abzuwägen. Während Bürgerbeteiligungen auf lokaler und regionaler Ebene bereits etabliert sind, sollten partizipative Verfahren auf der Ebene der Landes- oder Bundesraumordnung mehr Gewicht bekommen. Die Interessen des Allgemeinwohls könnten dabei durch „**Planungsschöffen**“ vertreten werden, wobei die Ansprache der Bürgerinnen und Bürger per Los erfolgt. Ein **übergeordneter, gesellschaftsübergreifender Energiewendedialog** könnte Ziele, Systemzusammenhänge und Lösungsalternativen aus verschiedenen Perspektiven beleuchten und so dabei helfen, gesellschaftlich akzeptierte Transformationspfade zu entwickeln. Bestehende Verfahren zur formellen Beteiligung bei lokalen Planungs- und Genehmigungsverfahren können durch eine verbesserte Ressourcenausstattung und einen Kompetenzaufbau bei den durchführenden Trägern verbessert werden. Ergänzend können zusätzliche informelle Formate wie Runde Tische oder ähnliche Veranstaltungen etabliert werden.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine dezentrale Stromerzeugung durch **PV-Anlagen in bereits bebauten Gebieten**, insbesondere auf Dach- und anderen Gebäudeflächen, gesellschaftlich am wenigsten umstritten. Eine möglichst vollständige Erschließung dieser Potenziale trägt dazu bei, die Flächenkonflikte zu entschärfen. Daher sollten Möglichkeiten für verschiedene Siedlungstypen geprüft werden, PV-Anlagen zu integrieren. Beispielsweise könnte die Sanierung von Althäuserbeständen mit der Installation von PV-Anlagen verbunden werden; Siedlungs- und Gewerbegebiete mit großem Flachdachanteil oder große Parkplatzflächen könnten für Photovoltaik-Anlagen genutzt und Energieanlagen an bestehenden Verkehrs- und Energiestrassen gebündelt werden.

Große PV-Freiflächenanlagen haben hingegen den Vorteil, dass sie besonders kostengünstig Strom erzeugen können. Einige Energieversorger planen, Solarparks mit mehreren hundert Megawatt etwa auf Flächen, die ehemals für den Braun- und Steinkohleabbau verwendet wurden, zu errichten und den erzeugten Strom ohne

¹ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1.

Förderung durch das EEG zu vermarkten. Sogenannte Agrophotovoltaik-Systeme, die derzeit in kleinem Maßstab erprobt werden, könnten die Flächenkonkurrenz mit der Landwirtschaft entschärfen. Hierbei werden die PV-Anlagen höher installiert, sodass darunter Landwirtschaft betrieben werden kann. Erfolgt unter den PV-Anlagen beispielsweise eine extensive Grünlandnutzung, kann dies einen Beitrag zum Erhalt der Artenvielfalt leisten und auf diese Weise einen ökologischen Zusatznutzen bieten.

Eine verstärkte Nutzung von **Windenergie auf See** könnte gegenüber der Windenergie an Land die Belastung der Menschen reduzieren, weil die Anlagen nicht im unmittelbaren Umfeld der Bürgerinnen und Bürger stehen und ihren Alltag daher kaum beeinflussen. Hier besteht allerdings weiterer Forschungsbedarf zu den ökologischen Auswirkungen.

Auch der **Import von erneuerbarer Energie** könnte die Flächenkonflikte in Deutschland entschärfen. Dabei ist allerdings darauf zu achten, dass negative ökologische und soziale Auswirkungen der Energiegewinnung nicht einfach ins Ausland verlagert werden. Auch aus wirtschaftlichen Gründen kann es sinnvoll sein, Energie aus wind- und sonnenreicheren Regionen zu importieren. Innerhalb des gut ausgebauten europäischen Verbundnetzes kann klimafreundliche Energie am effizientesten und günstigsten als Strom transportiert werden. Auch um europaweit Flexibilitätspotenziale effizient zu nutzen, ist eine stärkere europäische Integration mit einer Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels sinnvoll. Dafür müssen zwar die Netze stärker ausgebaut werden, der Zubaubedarf an Speichern in Deutschland wird aber reduziert. Aus außereuropäischen Regionen wie dem Nahen und Mittleren Osten oder afrikanischen Ländern könnten gasförmige (PtG) und flüssige (PtX) synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) importiert werden, die mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden.

Netzausbau ist auch in dezentraleren Szenarien unvermeidbar

Neben der Windenergie an Land führt der **Ausbau der Übertragungsnetze** zu großen gesellschaftlichen Konflikten bei der Umsetzung der Energiewende. Als Argument für ein dezentrales Energiesystem wird teilweise angeführt, dass dies den Netzausbau überflüssig machen würde. Studien zeigen jedoch: Für eine erfolgreiche Energiewende ist bis 2050 ein **erheblicher Ausbau sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz unumgänglich**. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen verdeutlichen, dass bis 2050 noch einmal so viel Netzausbau zusätzlich erforderlich sein wird wie heute im Netzentwicklungsplan bis 2030 vorgesehen ist. Kommt der Netzausbau wegen Akzeptanzproblemen weiterhin nur langsam voran, bieten dezentrale Ansätze bei entsprechender Ausgestaltung und passender Anreizsetzung eine Option, die kurz- und mittelfristigen Ausbauziele der erneuerbaren Energien dennoch zu erreichen. Gleichzeitig muss aber klar sein: Langfristig müssen Wege für einen **gesellschaftlich akzeptierten Netzausbau gefunden werden**.

Während das Übertragungsnetz im Mittelpunkt der Energiewendediskussion steht, werden die **Verteilungsnetze** gesellschaftlich weit weniger beachtet. Dabei ist ihr Anteil an den Kosten der Energieversorgung größer als derjenige der Übertragungsnetze, und die Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber haben sich in den letzten

zehn Jahren bereits erheblich erhöht und werden in Zukunft weiter massiv steigen. Denn je dezentraler das zukünftige Energiesystem sein wird, desto stärker muss der **Lastausgleich im Verteilungsnetz** stattfinden. Technische Ansätze, um die neuen Herausforderungen im Verteilnetz zu bewältigen, sind konventioneller Netzausbau, innovative Betriebsmittel und gegebenenfalls auch Steuerung von neuen flexiblen Verbrauchern (zum Beispiel Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen). Darüber hinaus sind intelligente Verteilungsnetze und ein geeigneter **regulatorischer Rahmen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Verteilungsnetz** notwendig.

Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der Wind- und Solaranlagen werden zukünftig **Flexibilitätstechnologien** für den kurzfristigen und langfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch benötigt. Verschiedene Technologien – unter anderem Batteriespeicher und Power-to-Gas – sind **technisch einsatzreif, großenteils aber noch relativ teuer**. Mehr Forschung und Entwicklung, die zu einer **Kostenreduktion bei Speichertechnologien** beitragen, könnten die zu erwartenden zukünftigen Kosten des Gesamtsystems erheblich senken.

Die Koordination vernetzter, dezentraler Systeme wird durch Digitalisierung möglich

Die **Koordination** der Erzeugungsanlagen, Speicher und flexiblen Verbraucher wird zukünftig komplexer – nicht zuletzt durch die zunehmende Sektorenkopplung. Sowohl für zentralere als auch für dezentralere Systeme wird die Koordination des Energiesystems zukünftig eine der größten technischen Herausforderungen sein. Für dezentralere Systemen gilt dies wahrscheinlich noch mehr als für zentralere, da hier eine größere Zahl verschiedener Akteure koordiniert werden muss. Eine unabdingbare Voraussetzung dafür sind ein steigender Automatisierungsgrad und eine **zunehmende Digitalisierung**. Wie auch in anderen Bereichen bieten Künstliche Intelligenz, autonome und selbstlernende Systeme bisher ungeahnte Möglichkeiten, auch sehr komplexe Systeme technisch zu beherrschen.

Digitalisierte Energiesysteme bergen aber auch **Risiken**: Je mehr Anlagen vernetzt sind, desto größer ist die potenzielle Angriffsfläche für Cyberkriminelle – vor allem, wenn die Anlagen über Internetprotokolle kommunizieren. Ein weiteres Risiko ist, dass autonome Systeme in unvorhergesehener Weise miteinander interagieren und im schlimmsten Fall das Energiesystem destabilisieren können. **Resilienz** und insbesondere auch die Schadensbegrenzung im Falle eines Angriffs sind daher wichtige Kriterien für die Ausgestaltung des digitalisierten Energiesystems. Eine mehrschichtige Struktur mit einer zentralen Koordinierungsebene und dezentralen Zellen, die jeweils unabhängig eine Grundversorgung gewährleisten und sich vom übergeordneten Netz an- und abkoppeln können, erscheinen im Hinblick auf die Resilienz vorteilhaft. Bisher besteht eine aktive Systemführung jedoch nur auf hohen Spannungsebenen. Zum Betrieb von Energiesystemen, in denen die Stabilität durch dezentrale Anlagen gesichert wird, fehlt es noch an systemischem Wissen. Hier gibt es großen Forschungsbedarf.

Entscheidend ist, die **Digitalisierung des Energiesystems vorausschauend zu gestalten**. Denn die Anforderungen an dezentrale Anlagen, einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten, werden wachsen. Werden die Anlagen bei ihrer Installation von vornherein mit Sensoren und Aktoren ausreichend ausgestattet, ermöglichen

Software-Updates eine schnelle Anpassung an neue, heute noch nicht vorhersehbare Anforderungen. Fehlt hingegen die passende Hardware, ist eine Nachrüstung der vielen kleinen Anlagen sehr aufwendig, teuer und langwierig.

Regulierung entschlacken, CO₂-Preis als Leitinstrument etablieren

Neben den beschriebenen technischen Voraussetzungen erfordert die Koordination der Erzeugungsanlagen, Speicher, Netze und flexiblen Verbraucher **rechtlich-ökonomische Rahmenbedingungen**, die die Akteure zu systemdienlichen Investitionsentscheidungen und einem systemdienlichen Betrieb ihrer Anlagen motivieren. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss das Energiesystem schnell und sehr umfassend umgebaut werden. Das setzt umfangreiche Innovationen voraus. Das **Regulierungssystem sollte daher Innovation begünstigen** und Akteuren der Energiewende ermöglichen, neue Technologien, Produkte und Dienstleistungen zu entwickeln und zu implementieren. Die heute bestehende, kaum noch überschaubare Vielzahl an Einzelregelungen behindert dies jedoch. Somit muss das **Regulierungssystem so weit wie möglich entschlackt werden**.

Als Leitinstrument würde eine ausreichend hohe **CO₂-Bepreisung** dazu beitragen, die Klimaschutzziele möglichst kostengünstig zu erreichen. Dies kann durch eine Erweiterung des bestehenden Emissionshandels auf die bisher nicht berücksichtigten Sektoren (gegebenenfalls erweitert um einen Mindestpreis) oder durch eine CO₂-Steuer beziehungsweise -Abgabe erfolgen. Mit einem CO₂-Preis als Leitinstrument würden sich am Markt ohne politische Vorfestlegung die zentralen und/oder dezentralen Technologien durchsetzen, die aus Sicht der investierenden Akteure am vorteilhaftesten sind.

Techno-ökonomische Modellrechnungen deuten darauf hin, dass **dezentralere Systeme wahrscheinlich etwas teurer** sind als zentralere. Die Mehrkosten betragen in den meisten Studien jedoch nur wenige Prozent. Allerdings wurden langfristige deutschland- oder europaweite Szenarien mit umfassend dezentralen Energiesystemen – das heißt kleinen, verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen und Speichern sowie einem dezentralen Lastausgleich – bisher kaum wissenschaftlich untersucht. Wie teuer überwiegend dezentrale Energiesysteme unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen und der Auswirkungen auf den Verteilungsnetzausbau tatsächlich wären, muss weiter erforscht werden. Es ist daher ungewiss, in welchem Umfang dezentralere Erzeugungsanlagen und Flexibilitätstechnologien zu einem möglichst kostengünstigen Klimaschutz beitragen können. Weitgehender wissenschaftlicher Konsens ist aber, dass der Übertragungsnetzausbau auch bei einem starken dezentralen Ausbau von Erzeugungs- und Flexibilitätstechnologien notwendig und volkswirtschaftlich sinnvoll ist, da er eine effiziente und kostengünstige Flexibilitätsoption darstellt.

Aus energiepolitischer Sicht sind neben einer möglichst kosteneffizienten CO₂-Vermeidung aber weitere Instrumente notwendig. So hat sich an den Widerständen gegen den Ausbau der Windenergie und der Übertragungsnetze gezeigt, dass fehlende Akzeptanz eine wesentliche Hürde für die Umsetzung der Energiewende darstellt. Instrumente, die die **Akzeptanz des Ausbaus von Erneuerbare-Energie-Anlagen und der Energienetze fördern**, erhöhen daher die Chance, die Klimaschutzziele in dem sehr knappen Zeitfenster zu erreichen. Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, negative Auswirkungen auf Ökosysteme und Belastungen für Anwohnerinnen

und Anwohner durch zusätzliche Instrumente abzudecken, denn diese stellen externe Kosten dar, die ein CO₂-Preis nicht erfasst.

Systemdienliches Prosuming ermöglichen

In Bezug auf Akzeptanz und Flächenkonflikte haben dezentrale Technologien, die auf ohnehin baulich genutzten Flächen errichtet werden – also insbesondere Photovoltaikanlagen auf Dächern oder anderen Gebäudeflächen –, Vorteile gegenüber anderen EE-Technologien. Können **Gebäudebesitzerinnen und -besitzer überzeugt werden, ihre Dachflächen für den Photovoltaikausbau zur Verfügung zu stellen**, kann dadurch ein relativ konfliktarmes Potenzial an erneuerbaren Energien erschlossen werden. Hier könnte Deutschland die regulatorischen Möglichkeiten nutzen, die das Clean Energy Package der EU bietet, um **individuellen und kollektiven Eigenverbrauch** bis hin zu Quartierslösungen zu erleichtern. Auf lange Sicht greift die Fokussierung auf den Eigenverbrauch aber zu kurz. Denn das Ziel sollte eine **möglichst umfassende Nutzung der vorhandenen Dach- und sonstigen Gebäudeflächen** für die Energiegewinnung sein, auch über die Deckung des eigenen Strombedarf hinaus.

Bei der Begünstigung von Eigenverbrauchslösungen müssen immer auch **Verteilungsfragen** und die **Infrastrukturfinanzierung** im Blick behalten werden.² So muss gewährleistet sein, dass die Kosten für den Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen, den Ausbau und Betrieb der Stromnetze und den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wie der Nutzen über viele Nutzer des Energiesystems fair verteilt werden. Eine **Umgestaltung der Entgelte und Umlagen**, über die diese Dienstleistungen finanziert werden, kann dazu beitragen.

Wünschenswert ist **ein simpel strukturierter Markt, der verschiedene Modelle für Prosuming ermöglicht, ohne immer neue Sonderregelungen zu produzieren**. Dabei sollten Prosumer verschiedene Möglichkeiten haben, ihren selbst erzeugten Strom systemdienlich³ zum Einsatz zu bringen. Aller Voraussicht nach werden systemdienliche Leistungen von Dienstleistern im Wettbewerbsmarkt erbracht werden müssen. Voraussetzung dafür sind ein **niedrigschwelliger Zugang auch für kleinere Prosumer zu sicherer IKT-Infrastruktur** sowie eine Leistungsmessung für alle Verbraucher und Erzeuger. Gegebenenfalls könnten Netzbetreiber verpflichtet werden, den Anschluss intelligenter Prosumer-Anlagen technisch zu ermöglichen.

Insgesamt gilt es, den rechtlich-ökonomischen Rahmen für Prosuming so zu setzen, dass einerseits Dachflächenpotenziale für Photovoltaik im großen Umfang erschlossen werden, andererseits aber schädliche Auswirkungen der dezentralen Anlagen auf das Gesamtsystem vermieden werden. Die operativen Anforderungen an die Systemdienlichkeit dezentraler Anlagen sollte daher nicht unnötig hoch gesetzt werden, solange ihr Einfluss auf das Gesamtsystem gering ist. Gleichzeitig sollten aber

² Dies gilt grundsätzlich auch bei anderen Handlungsoptionen, zum Beispiel der Einführung einer umfassenden CO₂-Bepreisung.

³ Systemdienlichkeit bezeichnet ein für das Gesamtsystem vorteilhaftes Verhalten, das sowohl Marktsituation (Preissignale, Ausgleich von Angebot und Nachfrage) als auch Netzsituation (Engpässe, Systemdienstleistungen) berücksichtigt.

technische und regulatorische Vorkehrungen getroffen werden, um **bei einer raschen Zunahme des Prosumings** mit problematischen Folgen für das Gesamtsystem schnell eingreifen zu können und die Anlagen auf eine systemdienlichere Betriebsweise umzustellen. Beispiele sind die Ausstattung von Anlagen mit der erforderlichen Mess- und Regelungstechnik sowie ein gesetzlich im Vorfeld festgelegter Anteil von Eigenverbrauchsanlagen an der gesamten deutschen Stromerzeugung, ab dem sich die Anforderungen an den Anlagenbetrieb verschärfen.

Erneuerbare-Energie-Anlagen netzdienlich ausbauen und betreiben

Um den Netzausbau zu begrenzen, sollten dezentrale Anlagen in Zukunft zunehmend netzdienlich betrieben werden, das heißt einen Beitrag dazu leisten, lokale Netzengpässe zu entschärfen. Auch für Verbraucher sollten Anreize für die **Behebung von Netzengpässen** gesetzt werden. Da im derzeitigen Regulierungssystem die Netzsituation nicht im Marktpreissignal berücksichtigt ist, würde ein marktbasierter Einsatz von Erneuerbare-Energie-Anlagen und Flexibilitäten – also eine Reaktion auf Strompreissignale – dieses Problem nicht lösen. Denkbare Instrumente wären **lokale Märkte zur Engpassbewirtschaftung** und die **Stärkung der Eingriffsmöglichkeiten von Netzbetreibern** in Problemsituationen. Durch ein Ampelsystem könnten drei Marktphasen unterschieden werden: Bei Grün funktioniert das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt, bei Rot ist die Systemstabilität gefährdet und der Netzbetreiber darf in die Fahrpläne der Anlagenbetreiber eingreifen. Bei Gelb liegt ein potenzieller Netzengpass in einem definierten Netzsegment vor. Um diesen zu beheben, rufen die Verteilernetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität im betroffenen Netzsegment dezentral ab.

Die Einführung von **netzknottenscharfen, zeitvariablen Preisen** (sogenanntes Nodal Pricing) würde dazu führen, dass Netzengpässe im Strompreissignal berücksichtigt werden. Dadurch würden Anreize sowohl für einen netzdienlichen Betrieb als auch für eine netzdienliche Standortwahl für Erneuerbare-Energie-Anlagen und Speicher gesetzt. Allerdings wäre dafür eine umfassende Umgestaltung des Großhandelsmarktes erforderlich. Wichtig ist bei der Umsetzung der genannten Instrumente, die Konsistenz zwischen technischen Aspekten, Regelungsebene und Marktebene sicherzustellen, übermäßig hohe Transaktionskosten zu vermeiden und strategisches Verhalten, bei dem einzelne Akteure Inkonsistenzen im Marktdesign zum Schaden der Allgemeinheit ausnutzen, zu begrenzen.

Neben einem **systemdienlichen Betrieb** von Anlagen sollte auch ein systemdienlicher Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen und Flexibilitätstechnologien angestrebt werden. Gegenwärtig erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien verstärkt in lastfernen Regionen im Norden und Osten Deutschlands, was zu erhöhten Kosten aufgrund von Abregelung, gesteigertem Redispatch und Netzausbaubedarf führt. Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt Anreize für die **Standortwahl**, in der **Netzengpässe** nicht ausreichend berücksichtigt werden. Ein Lösungsansatz wäre die Einführung einer **regionalen Komponente im Vergütungsmodell** bei den Ausschreibungen nach EEG, die im Gegensatz zum aktuellen Referenzertragsmodell nicht primär den standortspezifischen Ertrag der Erneuerbare-Energie-Anlagen berücksichtigen würde, sondern die Netzsituation. Weitere Optionen wären die Erhebung von **Netzentgelten für Energieeinsparern** in Gebieten mit Netzausbaubedarf sowie

eine **Begrenzung der Kompensation für entgangene Erlöse für abgeregelte Energiemengen**. Mittel- bis langfristig können Anreize für eine systemdienliche Standortwahl von Speichern und Sektorenkopplungstechnologien dazu beitragen, eine Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zu reduzieren.

Es ist jedoch darauf zu achten, dass die Ausgestaltung solcher Ansätze möglichst einfach erfolgt. Dazu sollten sie sich insbesondere an der tatsächlichen Wirksamkeit für die Netzentlastung orientieren, insbesondere für kleine Akteure keine zusätzlichen Hürden aufbauen und möglichst durch Wegfall anderer Regelungen kompensiert werden. Dann lässt sich der potenzielle Konflikt zur gewünschten Entschlackung der Regulierung am ehesten vermeiden.

Ähnlich wie beim Eigenverbrauch ergeben sich bei den **Netzentgelten** relevante Verteilungseffekte, etwa zwischen Haushalten mit und ohne Photovoltaikanlage und zwischen Regionen mit hoher und niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Außerdem wird kein netzdienlicher Betrieb von Speichern angereizt. Neben der Einführung von **Netzentgelten für Einspeiser**, um diese an den Netzausbaukosten zu beteiligen, wäre eine **Neugestaltung der Netzentgelte für Verbraucher** sinnvoll. Bei Kleinkunden in der Niederspannung könnte der verbrauchsabhängige Anteil der Netzentgelte reduziert und durch einen höheren Grundpreis oder – sofern ein Smart Meter mit Leistungsmessung vorhanden ist – einen Leistungspreis kompensiert werden. Bei den Verbrauchern könnte neben der eigenen bezogenen Höchstleistung auch die Abnahme- und Einspeisungsleistung zum Zeitpunkt der höchsten Netzbelastung berücksichtigt werden. So würde ein Anreiz gesetzt, nicht zur Erhöhung der Gesamtspitzenlast beizutragen. Zeit- und/oder ortsvariable Tarife sind zur Feinjustierung denkbar. Verbrauchern, die dem Netzbetreiber Zugriff auf die Steuerung ihrer Anlagen gewähren, könnten Sondertarife angeboten werden.

Energiewende gemeinsam umsetzen: Politische und ökonomische Beteiligung

Eine **ökonomische Beteiligung von lokalen Akteuren** an der Wertschöpfung erneuerbarer Energien kann die Akzeptanz der Energiewende fördern. Eine Möglichkeit, die lokale ökonomische Beteiligung zu stärken, wäre ein bundesweites **Bürger- und Gemeinde-Investitionsbeteiligungsgesetz**. Eine bundesweit einheitliche Regelung hat den Vorteil, gleiche Wettbewerbsbedingungen zu bieten, was insbesondere im Hinblick auf die bundesweiten Ausschreibungen von Erzeugungsanlagen bei Windenergie, PV- und Biomasseanlagen von Bedeutung ist. Andererseits lassen landesrechtliche Regelungen mehr Raum für die Berücksichtigung spezifischer Anliegen der Länder. Darüber hinaus sind verschiedene andere Modelle zur ökonomischen Beteiligung auf gesetzlicher oder freiwilliger Basis möglich, die teilweise auf Landesebene bereits etabliert sind. Dazu zählen Investitionsbeteiligungen für Bürgerinnen und Bürger und Kommunen sowie die Erhöhung der Gewerbe- oder Grundsteuer und Sonderabgaben von den Betreibern an die betroffenen Gemeinden.

Die Energiewende ist ein sehr umfangreiches und komplexes Mehrgenerationenprojekt, dessen erfolgreiche Umsetzung allen Beteiligten ein hohes Maß an **Wissen über die relevanten Systemzusammenhänge** abverlangt. So ist für eine konstruktive Diskussion über die Gestaltungsmöglichkeiten der Energiewende eine möglichst breite Kenntnis in der Bevölkerung unter anderem zum Klimaschutz, zum

Energiesystem sowie zum Ablauf von Planungs- und Genehmigungsverfahren und verschiedener Rechtsbereiche hilfreich. Hier können sich Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, Planerinnen und Planer sowie Wissenschaftsjournalistinnen und -journalisten noch stärker engagieren als bisher, um **Fachwissen verständlich zu vermitteln**. Informelle Beteiligungsverfahren können **Plattformen für den Dialog bieten**.

Auch für Fachkräfte erhöhen sich durch die steigende Komplexität des Energiesystems die Anforderungen. Beispielsweise erfordert die Sektorenkopplung zunehmend fachübergreifende Kenntnisse zu verschiedenen Energieverbrauchsbereichen wie Wärme, Strom und Mobilität und den entsprechenden Energiebereitstellungssystemen. Auch Kenntnisse zu Datenmanagement und IT-Security werden wichtiger. Dies sollte sich in Konzepten der **Aus- und Weiterbildung** widerspiegeln.

1 Einleitung

Die Umstellung des Energiesystems von fossilen Energieträgern und Kernenergie auf erneuerbare Energien⁴ eröffnet neue Möglichkeiten, Energie dezentral in kleineren Anlagen – beispielsweise in einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) auf dem eigenen Hausdach – bereitzustellen. Jedoch sind Erneuerbare-Energie-Anlagen nicht immer klein – große PV-Freiflächenanlagen oder Windparks können mit mehreren hundert Megawatt installierter Leistung durchaus dieselbe Größenordnung erreichen wie konventionelle Kraftwerke. Ob Energie zukünftig zentral oder dezentral bereitgestellt werden soll, ist in der gesellschaftlichen Diskussion stark umstritten. Dabei werden Zentralität und Dezentralität in der Energieversorgung häufig nicht in erster Linie als ein technisches Spannungsfeld diskutiert, sondern als ein gesellschaftlich-politisch-soziales.⁵ Der Begriff „Dezentralität“ ist in der politisch-gesellschaftlichen Debatte stark normativ aufgeladen und oft positiv besetzt. „Dezentral“ steht oft sinnbildlich für lokal, kommunal, öffentliche Daseinsvorsorge, Bürgernähe und Vor-Ort-Entscheidungen.⁶ Teilweise wird Dezentralität auch – fälschlicherweise – mit Autarkie gleichgesetzt.⁷

In der öffentlichen Diskussion werden einige grundlegende Aspekte jedoch teilweise ausgeklammert oder nicht hinreichend beachtet. Dazu zählen etwa die technische Einbettung der dezentralen Anlagen in das gesamte Energiesystem und die daraus folgenden positiven oder negativen Auswirkungen etwa auf die Versorgungssicherheit, den Bedarf an Netzen und Reservekraftwerken, die IT-Sicherheit und nicht zuletzt die Kosten des Gesamtsystems. Die Tatsache, dass es keine einheitliche Definition für Dezentralität gibt, erschwert eine sachliche Debatte. Daher wird Dezentralität in der Regel als diffuser Begriff verwendet, bei dem verschiedene Aspekte im Vordergrund stehen können.⁸

Eine dezentrale Energieversorgung bietet Privatpersonen die Möglichkeit, die Energiewende aktiv mitzugestalten.⁹ So können beispielsweise Prosumer mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher den Elektrizitätsbedarf ihres Haushalts größtenteils selbst decken, und Bürgerenergiegesellschaften können mit Windparks oder Biogasanlagen Dörfer oder Stadtteile mit Strom und Wärme versorgen.

Im Jahr 2016 befand sich rund ein Drittel der installierten Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen im Besitz von Privatpersonen – ihr Anteil war damit etwa doppelt

4 Große Ausbaupotenziale werden vor allem bei der Stromerzeugung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen gesehen. Bioenergie und Wasserkraft leisten zwar gerade im Hinblick auf regelbare Energiebereitstellung wichtige Beiträge, können in Deutschland aufgrund fehlender nachhaltig erschließbarer Potenziale aber bestenfalls in sehr begrenztem Umfang weiter ausgebaut werden. Im Folgenden werden daher vorrangig die möglichen zentraleren oder dezentraleren Ausbaupfade der Windkraft und Photovoltaik diskutiert.

5 Ried et al. 2017.

6 Schwan et al. 2016, S. 19.

7 Schwan/Treichel 2019, S. 6. Zu verschiedenen Definitionen von Autarkie siehe Box „Dezentralität ist nicht Autarkie“.

8 Auf die Definitionen von Dezentralität wird in Kapitel 2 im Detail eingegangen.

9 Schwan/Treichel 2019, S. 4.

so hoch wie der der Energieversorgungsunternehmen.¹⁰ Auch **Landwirtinnen und Landwirte** spielen beispielsweise als Betreiber von Biogasanlagen oder Windenergieanlagen eine wichtige Rolle als Energieproduzenten. **Energiegenossenschaften** und andere Formen der Bürgerenergiegesellschaften, die Erneuerbare-Energie-Anlagen betreiben, haben in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. So hat sich ihre Zahl zwischen den Jahren 2000 (142 Energiegenossenschaften) und 2016 (über 1.700 Energiegenossenschaften) mehr als verzehnfacht.¹¹ Diese **neue Akteursvielfalt** wird als wichtige Bedingung für die Akzeptanz der Energiewende gesehen.¹² Die genannten Zahlen dürfen allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass ein erheblicher Teil des Stroms weiterhin von großen Energieversorgungsunternehmen produziert wird. So betrug im Jahr 2017 alleine der Marktanteil der fünf absatzstärksten Energieversorger RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG am deutschen Stromerstmärkte (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG, Bahnstrom und Eigenverbrauch) 274 Terawattstunden. Dies entspricht einem Anteil von 46 Prozent an der Nettostromerzeugung – mehr als der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 205 Terawattstunden.¹³

Befürworter von Dezentralität sehen Prosumer und Energiegenossenschaften häufig als Treiber, die großen Energiekonzerne hingegen als Blockierer der Energiewende.¹⁴ Sie setzen den Begriff „zentral“ mit „fossil-nuklear“ gleich. Dezentralisierung wird daher als notwendige Bedingung für die Defossilisierung¹⁵ und damit für eine klimafreundliche Energieversorgung gesehen.¹⁶ Umfragen zeigen, dass dezentralen Akteuren wie Bürgerinnen und Bürgern vor Ort sowie Stadtwerken und Stadt- beziehungsweise Gemeindeverwaltungen eher zugetraut wird, sinnvolle Lösungen für die Probleme beim Umbau des Energiesystems zu finden als zentralen Akteuren wie Energiekonzernen, der Bundesregierung oder der Europäischen Kommission.¹⁷ Auch im Sinne des Subsidiaritätsprinzips, dem zufolge Probleme auf der niedrigsten politischen Ebene gelöst werden sollten, auf der sie gelöst werden können, kann Dezentralität als Ziel der Politik interpretiert werden.

Neben dem Wunsch nach mehr Partizipation wird in der gesellschaftlichen Debatte oft behauptet, dass eine dezentralere Energieversorgung den **Ausbau der Stromnetze** überflüssig macht oder verringert.¹⁸ Wissenschaftliche Studien bestätigen diesen einfachen Zusammenhang jedoch nicht generell. Die Auswirkungen dezentraler Anlagen auf den Netzausbaubedarf hängen von der konkreten Ausgestaltung des Energiesystems ab und sind daher differenziert zu betrachten.

10 AEE 2018, basierend auf Daten aus trendresearch 2017.

11 Kahla et al. 2017.

12 Zum Beispiel Agora 2017-1, S. 52, Jacobs et al. 2014, Hoffmann 2017.

13 Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2018, S. 42. Bei den genannten Zahlen ist zu berücksichtigen, dass von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und anderen nicht im Stromerstmärkte erfassten Strommengen ebenfalls ein Teil von größeren Energieversorgungsunternehmen erzeugt wird.

14 Schmid et al. 2017; Schmid et al. 2015.

15 Der verbreitete Begriff „Dekarbonisierung“ ist irreführend, da er wörtlich genommen eine Abkehr von der Nutzung von Kohlenstoff bedeutet. Kohlenstoff in geschlossenen Kreisläufen – etwa Kohlenstoff aus nachhaltig gewonnener Biomasse oder die Entnahme von CO₂ aus der Luft und dessen Weiterverarbeitung zu kohlenstoffhaltigen Verbindungen – ist aus Sicht des Klimaschutzes jedoch unbedenklich. Vermieden werden muss hingegen der Eintrag von zusätzlichem fossilen Kohlenstoff in Stoffkreisläufe. Daher wird hier der Begriff „Defossilisierung“ verwendet.

16 Lilliestam/Hanger 2016.

17 Fuchs et al. 2016; Sonnberger/Ruddat 2016, S. 28.

18 Schwan/Treichel 2019.

Im Hinblick auf die hohen Verbraucherstrompreise in Deutschland und insbesondere die EEG-Umlage stehen die **Kosten der Energiewende** im Fokus der politisch-gesellschaftlichen Diskussion. Die Transformation des Energiesystems inklusive Stromerzeugung, Gebäudesektor und Verkehr könnte Studien zufolge bis zum Jahr 2050 insgesamt 1.000 bis 3.400 Milliarden Euro kosten – das entspricht im Mittel jährlich etwa einem bis 3 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts aus dem Jahr 2016.¹⁹ Damit ist die Energiewende ein gesellschaftliches Großprojekt, vergleichbar mit der Wiedervereinigung. Eine möglichst kosteneffiziente Umsetzung ist somit essenziell – auch für den Erhalt der Akzeptanz der Energiewende.

Aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht wird die Forderung nach einer dezentralen Energiewende durchaus kritisch gesehen, weil befürchtet wird, dass sie zu unnötig hohen Kosten führt. Denn in der Regel kann eine Kilowattstunde Strom in einer größeren Anlage kostengünstiger erzeugt werden als in einer kleineren. Beispielsweise sind die Stromgestehungskosten einer kleinen PV-Dachanlage etwa doppelt so hoch wie die einer Freiflächenanlage.²⁰ Zudem ermöglicht eine weiträumige und starke Vernetzung – möglichst von ganz Europa –, die Ausgleichseffekte regional unterschiedlichen Wetters zu nutzen und Flexibilität (zum Beispiel Speicher) kostengünstiger bereitzustellen.

Neben den **Gesamtkosten** der Energiewende kommen **Verteilungsfragen** in der gesellschaftlichen Debatte eine große Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang wird der Prosumer teilweise kritisch gesehen: Er nutze Infrastrukturen wie Stromnetze und Reservekapazitäten, trage durch die derzeitige Berechnung von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen aber nicht ausreichend zu deren Finanzierung bei. Dies wird als „Entsolidarisierung“ und „Umverteilung von unten nach oben“ – von der Mieterin/dem Mieter zur Eigenheimbesitzerin/zum Eigenheimbesitzer mit Dach und PV-Anlage – kritisiert.²¹

Auch in der Fachwelt wird das Thema (De-)Zentralität kontrovers diskutiert. Die Einschätzungen und Bewertungen reichen von „so dezentral wie möglich, so zentral wie nötig“²² bis hin zu „Dezentralität ist begründungspflichtig“²³. Trotzdem herrscht unter Energieexpertinnen und -experten weitgehend Konsens: **Das zukünftige Energiesystem wird sowohl zentrale als auch dezentrale Elemente enthalten.** Dies gilt umso mehr, wenn neben der Stromerzeugung die Systemintegration stärker in den Fokus rückt und Flexibilität und Sektorenkopplung²⁴ an Bedeutung gewinnen. Durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien wird das Energiesystem auf jeden Fall dezentraler und damit auch komplexer werden. Unklar ist dabei jedoch, wie sich der Trend zur dezentraleren Energieversorgung auf das Gesamtsystem auswirkt.

19 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 79; ESYS/dena/BDI 2019. In den Kosten ist der Energiebedarf der Industrie, nicht aber die Defossilisierung der stofflichen Nutzung von Kohlenstoff berücksichtigt.

20 Vgl. Abschnitt 4.2.2.

21 Die Relevanz von Verteilungsfragen in der gesellschaftlichen Debatte zur Energiewende zeigt sich beispielsweise in Schlagzeilen wie „Handwerk fordert das Aus der ‚ungerechten‘ Energiewende“ (Welt 2017) und „Woidke kritisiert Milliarden-Umverteilung bei Energiewende“ (Süddeutsche Zeitung 2018). In einer Umfrage bewerteten drei Viertel der Befragten die Energiewende als „teuer“, über die Hälfte als „ungerecht“, obwohl 90 Prozent die Energiewende generell befürworten (IASS 2018).

22 RLI 2013.

23 Agora 2017-1.

24 Die Sektorenkopplung verbindet die Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität zu einem integrierten Energiesystem, um Haushalt, Gewerbe und Industrie mit den benötigten Energiedienstleistungen zu versorgen. Elemente der Sektorenkopplung wie Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Gas, Wärmepumpen und elektrische Direktheizung (Power-to-Heat) sowie Elektromobilität können dazu beitragen, alle Verbrauchsbereiche auf erneuerbare Energien umzustellen, Fluktuationen in den Stromnetzen auszugleichen und durch Energiespeicherung und -transport Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort möglichst kostengünstig zu gewährleisten.

Erwächst daraus eine funktionsfähige neue Systemarchitektur oder führt eine Fragmentierung des Energiesystems zunehmend zu Problemen? Dabei sind insbesondere die Themen Versorgungssicherheit, Aufwand für die Regelung des Gesamtsystems und IT-Sicherheit im Vergleich zentralerer und dezentralerer Systeme zu bewerten.

In diesem Kontext verfolgt die vorliegende Stellungnahme zwei Ziele: Erstens möchte sie durch eine Analyse von (De-)Zentralität aus technischer, ökonomischer, ökologischer und gesellschaftlicher Sicht zu einer sachlichen und konstruktiven Diskussion möglicher Entwicklungspfade des Energiesystems beitragen. Dabei wird (De-)Zentralität nicht als normative Setzung gesehen, sondern als ein mögliches Instrument, um die im Energiekonzept der Bundesregierung definierten politischen Ziele – Klimaschutz, Ausstieg aus der Kernenergie, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit²⁵ – zu erreichen. Und zweitens zeigt die Stellungnahme Wege auf, wie zentrale und dezentrale Elemente zu einem stabilen Versorgungssystem integriert werden können, das mit den Klimaschutzzielen in Einklang steht. Betrachtet werden dabei die Zeithorizonte bis 2030 und bis 2050.

Kernfragen sind:

- Wie lässt sich Dezentralität sinnvoll definieren?
- Welche Vor- und Nachteile haben zentralere und dezentralere Energiesysteme?
- Unter welchen Umständen ist es energiepolitisch sinnvoll, das Energiesystem in eine dezentralere oder zentralere Richtung zu lenken?
- Wie können die jeweiligen Nachteile und Risiken zentraler beziehungsweise dezentraler Systeme oder Systemkomponenten abgefedert und die Vorteile genutzt werden?
- Welche Maßnahmen und Instrumente stehen der Politik dafür zur Verfügung?

Bei der Bearbeitung dieser Fragestellungen in der Arbeitsgruppe zeigte sich, dass diese nicht losgelöst von den übergeordneten Herausforderungen der Energiewende beantwortet werden können. Beispielsweise steht die Frage nach einem zentraleren oder dezentraleren Ausbau der erneuerbaren Energien in engem Zusammenhang mit der generellen Herausforderung, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. Ebenso können Rahmenbedingungen für dezentrale Anlagen nur sinnvoll als Teil eines rechtlich-ökonomischen Gesamtkonzeptes für Energieversorgung und Klimaschutz diskutiert werden. Aus diesem Grund adressieren die in Kapitel 5 beschriebenen Handlungsoptionen die übergeordneten Herausforderungen der Energiewende. Dabei wird analysiert, inwieweit zentralere und dezentralere Elemente jeweils zur Lösung beitragen können.

Der Fokus dieser Stellungnahme liegt auf der Stromversorgung. Zum einen wird Strom durch die zunehmende Sektorenkopplung immer mehr zur Grundlage der Energieversorgung.²⁶ Der Strombedarf wird dadurch zukünftig steigen. Darüber hinaus wird das Thema Dezentralität versus Zentralität für diesen Bereich bisher besonders intensiv und kontrovers diskutiert. Im Zuge der fortschreitenden Sektorenkopplung könnte sich eine Diskussion über zentrale und dezentrale Versorgungselemente aber auch für andere Technologien entwickeln. Beispielsweise können synthetisches Erdgas (Power-to-Gas) oder Wasserstoff zentral oder dezentral bereitgestellt werden. Diese Aspekte für die Wärme- und Gasversorgung in vollem Umfang abzudecken sprengt den Rahmen dieser Stellungnahme. An ausgewählten Stellen wird jedoch auf mögliche Fragestellungen im Kontext der Sektorenkopplung hingewiesen.

²⁶ Fragestellungen zur Sektorenkopplung werden in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1 im Detail diskutiert. Dort wird beispielsweise auf die Frage eingegangen, inwieweit der Wärme- und der Verkehrssektor zukünftig direkt mit Strom versorgt werden können und inwieweit eine Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischen Brenn- und Kraftstoffen aus EE-Strom sinnvoll ist.

2 Was heißt eigentlich dezentral? Dimensionen von (de-)zentralen Energiesystemen

Obwohl die politisch-gesellschaftliche Diskussion um dezentrale Energieversorgungssysteme teils emotional geführt wird, sind die Vorstellungen darüber, was Dezentralität bedeutet, oft eher diffus. So zeigte sich bei einer Stakeholder-Diskussion, die im Rahmen des Projekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) mit Teilnehmenden aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft durchgeführt wurde, dass der Begriff „dezentrale Energiewende“ emotional aufgeladen und begrifflich unklar verwendet wird. In der Diskussion konnte keine eindeutige Antwort auf die Frage gefunden werden, was Dezentralität konkret bedeutet und woran sie festgemacht werden kann.²⁷ Agora Energiewende kommt in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass begriffliche Unschärfen des Begriffs Dezentralität vielen Kontroversen zugrunde liegen.²⁸ Für eine sachliche Verständigung zu dem Thema ist ein gemeinsames Verständnis, was mit Dezentralität gemeint ist, jedoch essenziell. Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch, die Bedeutung des Begriffs Autarkie und insbesondere des missverständlichen Konzepts der „bilanziellen Autarkie“ zu vermitteln (siehe Box „Dezentralität ist nicht Autarkie“).

Dezentralität ist nicht Autarkie

Ein Schlüsselbegriff in der gesellschaftlichen Diskussion um Dezentralität ist Autarkie. Mit dem Konzept der Autarkie werden wirtschaftliche Unabhängigkeit, Autonomie und Kontrolle über die eigene Energieversorgung verbunden, was die Akzeptanz dezentraler Energiesysteme fördert.²⁹

Autarkie bedeutet, dass eine Organisationseinheit oder Zelle (beispielsweise ein Haushalt, ein Quartier, eine Kommune, ein Landkreis oder ein Bundesland) alles, was sie verbraucht, aus eigenen Ressourcen herstellt. Sie ist daher von Importen und Exporten unabhängig. Eine elektrisch autarke Organisationseinheit würde beispielsweise ihren kompletten Strombedarf selbst decken und über Speicher und Lastmanagement Verbrauch und Erzeugung zu jeder Zeit eigenständig in Einklang bringen – eine Verbindung mit anderen Organisationseinheiten über Stromnetze wäre nicht erforderlich.

Von dieser echten, physischen Autarkie ist das Konzept der „bilanziellen“ Autarkie zu unterscheiden. Bilanzielle Autarkie bedeutet, dass über einen festgelegten Betrachtungszeitraum (meist ein Jahr) genauso viel Energie selbst erzeugt wie verbraucht wird. Da Erzeugung und Verbrauch aber nicht zu jedem Zeitpunkt in Einklang stehen, werden überschüssige Energiemengen in die Netze der allgemeinen Energieversorgung eingespeist und fehlende Energiemengen aus dem Netz bezogen. Die „bilanziell autarke“ Zelle nutzt also Dienstleistungen externer Netze, Erzeugungsanlagen und Speicher. Der Begriff „Autarkie“ ist daher missverständlich, denn die „bilanziell autarke“ Zelle ist auf das außerhalb liegende System angewiesen und hat auch Rückwirkungen auf dieses.

Echte, physische Autarkie zu erreichen ist insbesondere für kleine Zellen extrem aufwendig. Dies veranschaulichen folgende Berechnungen für ein Einfamilienhaus mit Effizienzstandard KfW-Haus 40 Plus.³⁰

27 Schwan/Treichel 2019, S. 5.

28 Agora 2017-1.

29 Ecker et al. 2017.

30 Der von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) definierte Effizienzstandard definiert die Voraussetzungen für eine staatliche Förderung.

Die vorhandene Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung von 20 Kilowatt kann den jährlichen Energiebedarf des Vierpersonenhaushalts einschließlich des Strombedarfs der Erdwärmepumpe und des Elektroautos problemlos decken. Im Jahr 2018 mit mildem Winter und sonnigem Sommer produzierte sie fast doppelt so viel Strom wie der Haushalt verbrauchte. Trotzdem musste mehr als die Hälfte des verbrauchten Stroms aus dem Netz bezogen werden – der vorhandene Batteriespeicher mit einer Kapazität von 18 Kilowattstunden ist viel zu klein, um die saisonalen Schwankungen von Sonnenschein und Heizwärmebedarf auszugleichen. Dies verdeutlicht die folgende Grafik mit Stromverbrauch und Erzeugung in den einzelnen Monaten im Jahr 2018.

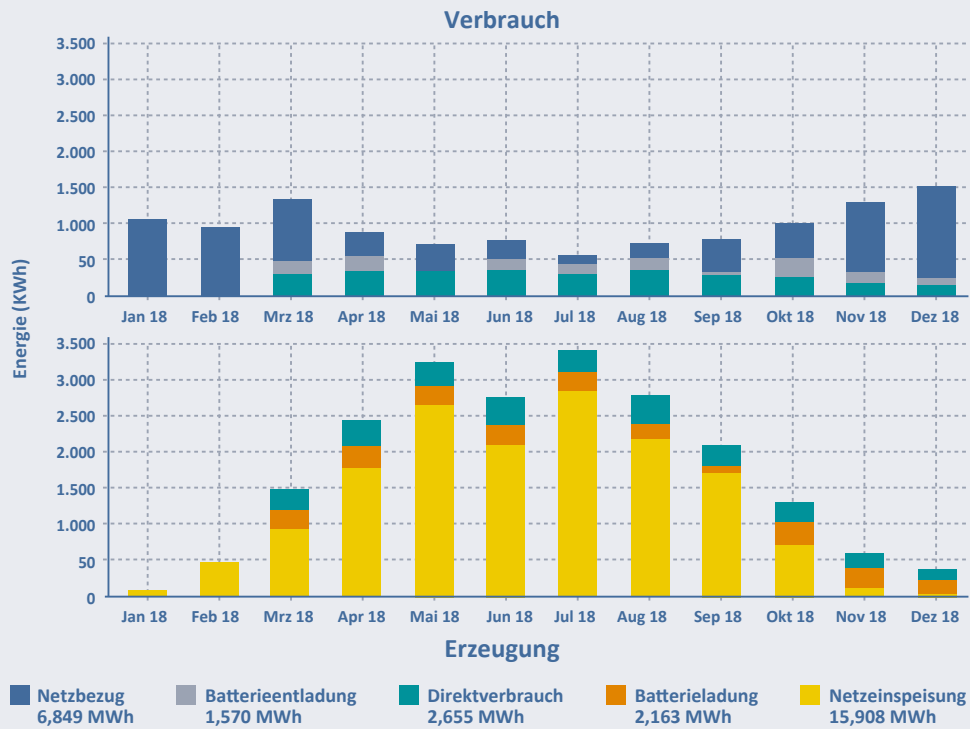


Abbildung 1: Monatlicher Stromverbrauch und Stromerzeugung eines Einfamilienhauses mit PV-Batteriesystem, Wärmepumpe und Elektroauto³¹

Um physische Autarkie zu erlangen, bräuchte der Haushalt einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von über 5.000 Kilowattstunden. Dieser würde mehrere Millionen Euro kosten.³² Die Abschätzung verdeutlicht den Unterschied zwischen bilanzieller und physischer Autarkie und zeigt, dass physische Autarkie für kleine Energiezellen mit nur einer Energiequelle (hier Photovoltaikanlage) und einer Art von Speicher (hier Batteriespeicher) mit dem Ziel einer möglichst kostengünstigen Energiewende nicht vereinbar ist.³³

Für Gebiete mit hoher Einwohnerdichte und insbesondere mit energiereicher Industrie ist – anders als für ein Einfamilienhaus – selbst bilanzielle Autarkie schwer zu erreichen. Insbesondere, wenn Akzeptanz- und Umweltschutzrestriktionen berücksichtigt werden, reichen die Potenziale an erneuerbaren Energien beispielsweise in Großstädten typischerweise nicht aus, um den Bedarf zu decken. Betrachtet man größere Regionen als Energiezellen, können ländliche Gebiete mit hohem Erzeugungspotenzial helfen,

³¹ © Professor Bernd Engel, elenia, TU Braunschweig.

³² So betrug die Investition für einen Batteriespeicher in Schwerin mit einer Kapazität von 15.000 Kilowattstunden rund 12 Millionen Euro (WEMAG 2017).

³³ Unter Verwendung mehrerer Flexibilitätstechnologien ist physische Autarkie für energieeffiziente Wohngebäude möglich. Das zeigt ein Mehrfamilienhaus ohne Stromnetzanschluss im Schweizerischen Brütten. Das Haus verfügt unter anderem über eine große Batterie, einen großen Warmwasserspeicher, Wärmerückgewinnung aus Abwasser, eine Anlage zur Wasserstoffherzeugung, einen Wasserstofftank und eine Brennstoffzelle. Die Bewohnerinnen und Bewohner nehmen allerdings auch Einschränkungen in Kauf: So konnte im Winter teilweise das zum Haus gehörende Elektroauto mangels Strom nicht verwendet werden, und auch die Waschmaschine konnte an nebligen Wintertagen zu bestimmten Uhrzeiten nicht laufen. Auch dürfen die Hausbewohnerinnen und -bewohner nur halb so viel Energie verbrauchen wie ein durchschnittlicher Schweizer Haushalt – dies wird durch energiesparende Technik ermöglicht (Schwalder 2017; Stiftung Umweltarena 2017).

den hohen Energiebedarf in städtischen Gebieten zu decken. Doch Potenzialabschätzungen zeigen, dass selbst auf Bundeslandebene Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg, Hessen, Sachsen und das Saarland ihre Stromnachfrage nicht mit den innerhalb des Bundeslandes vorhandenen Wind- und Solarenergiepotenzialen decken können. Sie bleiben daher auch langfristig auf Energieimporte angewiesen.³⁴

Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz ist eine dezentrale Erzeugungsanlage definiert als „an das Verteilnetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“.³⁵ Diese Definition ist vor allem im Kontext der Netzplanung und der Netzentgelte relevant und zielt insoweit auf die Vermeidung von Netzausbaukosten und eine verursachungsgerechte Anlastung von Netzkosten.³⁶ Für die Beschreibung der Gestaltungsmöglichkeiten des zukünftigen Energiesystems als Ganzes greift die einfache Dichotomie zentral/dezentral aber zu kurz, denn sie kann die Bandbreite möglicher Entwicklungen nicht hinreichend beschreiben.³⁷ So können beispielsweise kleine und große Erzeugungsanlagen in einem Energiesystem nebeneinander existieren, und kleine, dezentrale Anlagen können über ein Stromnetz großräumig verbunden und zentral gesteuert werden.

In der Literatur gibt es verschiedene Versuche, die Vielschichtigkeit des Dezentralitätsbegriffs zu handhaben, indem mehrere Dimensionen von Dezentralität differenziert werden.³⁸ Die Denkfabrik Agora Energiewende kommt zu dem Ergebnis, dass es nicht sinnvoll sei, den Begriff Dezentralität streng zu definieren, denn sonst würden wichtige Aspekte des Dezentralitätsdiskurses rein definitorisch ausgeschlossen. Stattdessen solle Dezentralität als Sammelbegriff für verschiedene netztopologische, ökonomische, soziale und politische Aspekte verwendet werden.³⁹

Um verschiedene Energieszenarien auf der Dezentralitätsachse zu verorten, bleibt diese Definition zu vage. Hier erscheint der in Abbildung 2 dargestellte Ansatz des Öko-Instituts gut geeignet.⁴⁰ Anhand von vier Dimensionen der Dezentralität ermöglicht dieser eine Einordnung des technischen Gesamtsystems inklusive der Erzeuger, Speicher und Netze sowie teilweise auch der regulatorischen Aspekte, die der Koordination dieser Komponenten dienen.

Am Zusammenhang zwischen dem Ausbaubedarf der Stromnetze und der Dezentralität lässt sich die Bedeutung der verschiedenen Dezentralitätsdimensionen in Abbildung 2 veranschaulichen. Entscheidend erscheint hier zunächst die räumliche Dimension: So könnte ein hoher Anteil an verbrauchsnahe Stromerzeugung den Netzausbaubedarf reduzieren. Hierbei können, je nach Höhe des lokalen Verbrauchs, sowohl kleine als auch große Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen; zum Beispiel eine PV-Anlage zur Deckung des Strombedarfs eines Haushalts oder eine Anlage mit mehreren Megawatt zur Deckung des Strombedarfs einer großen Industrieanlage. Der Netzausbaubedarf würde aber nur dann sinken, wenn neben Erzeugungsanlagen auch Flexibilitätslösungen – also Speicher, flexible Verbraucher und Sektorenkopplungslösungen – verbrauchsnahe vorhanden sind (Integrationsdimension). Denn ohne lokale

34 Öko-Institut 2018-1, S. 27 f.

35 §3, Abs 11 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

36 Vgl. §§ 14 Abs. 2, 24 Satz 2 Nr. 4 Buchst. a) und Satz 5, § 120 EnWG.

37 Funcke/Bauknecht 2016.

38 Agora 2017-1, Funcke/Bauknecht 2016; Öko-Institut 2018-1.

39 Agora Energiewende 2017-1.

40 Öko-Institut 2018-1, S. 17.

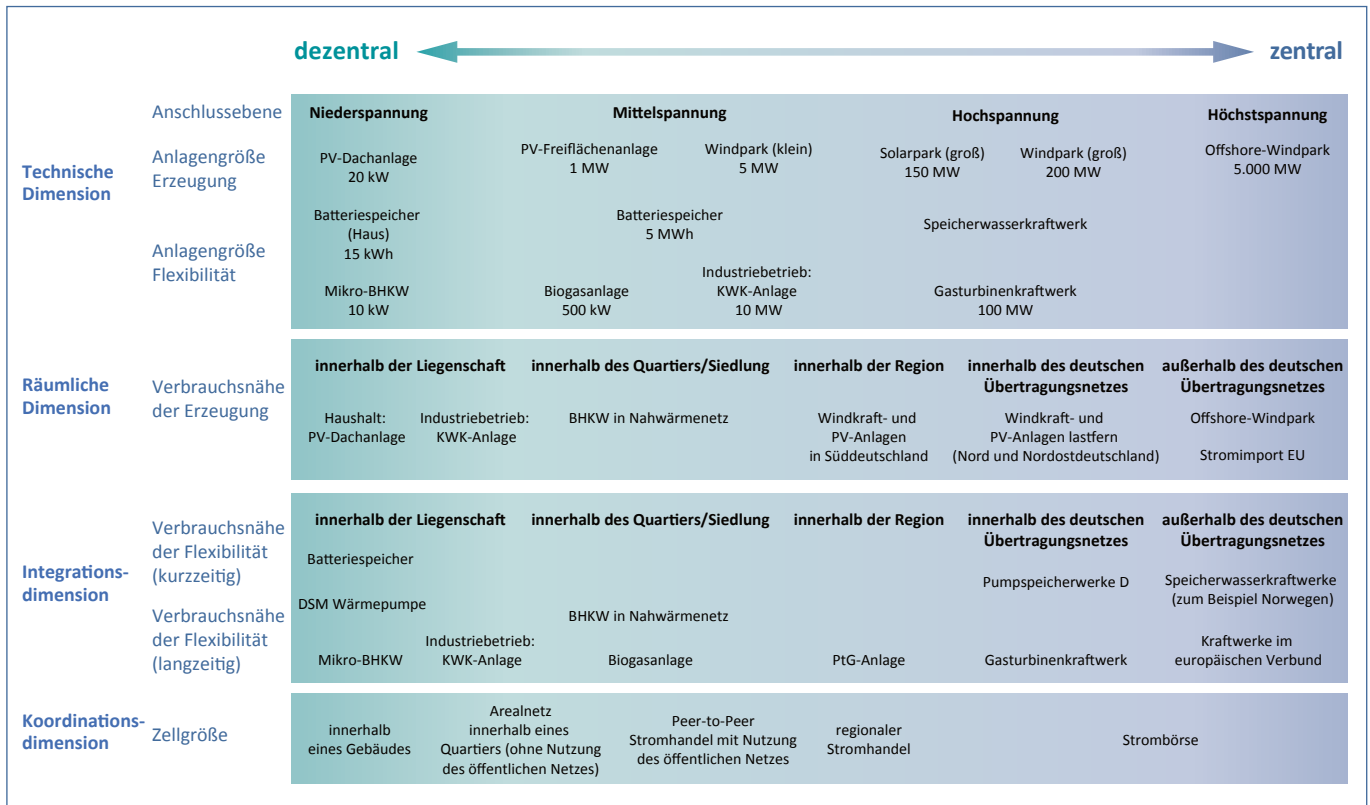


Abbildung 2: Dimensionen der Dezentralität (angelehnt an Öko-Institut 2018) mit Beispielen für die Umsetzung unterschiedlich (de-)zentraler Konzepte für die Stromerzeugung

Flexibilitätsoptionen müsste beispielsweise während Dunkelflauten der gesamte benötigte Strom über das Netz bezogen werden – die benötigte Anschlussleistung wäre etwa so hoch wie ohne lokale Erzeugungsanlagen. Zudem würde der Netzausbaubedarf nur dann sinken, wenn der Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung lokal, das heißt innerhalb einer definierten, kleinräumlichen Zelle erfolgt (Koordinationsdimension). Werden Energiedienstleistungen der Anlagen hingegen außerhalb der Zelle angeboten (zum Beispiel an der Strombörse oder auf Regelenergiemärkten), kann dies in unterschiedlichem Ausmaß Netzkapazitäten in Anspruch nehmen. Die notwendigen Voraussetzungen für einen geringeren Netzausbaubedarf sind also nur dann erfüllt, wenn ein hoher Grad an Dezentralität sowohl in der räumlichen Dimension als auch in der Integrations- und der Koordinationsdimension erreicht wird.

Verschiedene Konstellationen an (De-)Zentralität in den dargestellten Dimensionen sind ausschlaggebend dafür, welche Akteure auf welche Weise an der Energieversorgung beteiligt sind. Je mehr Elemente des Energiesystems sich in allen vier Dimensionen am linken Rand der Abbildung 2 verorten lassen, desto mehr Gestaltungsmöglichkeiten haben kleinere Prosumer wie Haushalte. Am rechten Rand der Abbildung 2 hingegen sind größere Energieversorgungsunternehmen die vorherrschenden Akteure. Im Mittelfeld können beispielsweise Energiegenossenschaften oder Kommunen eine große Rolle spielen. Es sind aber auch Konstellationen denkbar, bei denen die technische Dimension dezentral ist (zum Beispiel PV-Anlagen und Batteriespeicher), die Koordination aber zentral im Rahmen einer Plattformökonomie über große Unternehmen erfolgt. Die Rolle verschiedener Akteure kann unter anderem Auswirkungen auf die Akzeptanz, die ökonomischen Verteilungseffekte und die Resilienz des Energiesystems haben.

Abbildung 2 verdeutlicht auch, dass **zentral versus dezentral** kein Entweder-oder ist, sondern **viele Abstufungen dazwischen möglich sind. Sinnvoller ist es daher, im Komparativ von zentraler und dezentraler** zu sprechen. Diese Abstufungen gibt es auch innerhalb einer Technologie. Am deutlichsten wird dies bei der Photovoltaik, bei der verschiedene Anlagenkonzepte die gesamte Spannbreite vom linken, dezentralen Rand bis zum rechten, zentralen Rand abdecken (siehe Box „Photovoltaik: zentral und dezentral“).

Photovoltaik: zentral und dezentral

Bei der Photovoltaik reichen die möglichen Anlagenkonzepte von sehr dezentral bis sehr zentral. Dies wird durch die folgenden Anlagenbeispiele einer dezentralen Dachanlage und eines zentralen Solarkraftwerks verdeutlicht. Eine typische PV-Freiflächenanlage, die nach EEG vergütet wird, liegt auf der Dezentralitätsskala dazwischen.

Dachanlage mit einer Nennleistung von 10 Kilowatt zur Eigenversorgung im vorstädtischen Raum



Abbildung 3: Einfamilienhaus mit PV-Dachanlage⁴¹

Diese von Privatpersonen errichteten Anlagen werden nach EEG vergütet, wobei für neue Anlagen pro eingespeister Kilowattstunde etwa 11 Eurocent gezahlt werden. Zunehmend werden solche Anlagen mit Speichern und Energiemanagement ausgestattet und mit Elementen der Sektorenkopplung (Wärmepumpe und Elektromobilität) kombiniert. Dadurch können sie zur Spannungs- und Frequenzhaltung im lokalen Niederspannungsnetz beitragen. Da die erforderliche Netzkapazität im Niederspannungsnetz häufig durch die Last (das heißt den Verbrauch) bestimmt ist, können diese Anlagen den durch die zunehmende Elektromobilität und Verwendung von Wärmepumpen bedingten Netzausbaubedarf im lokalen Netz verringern oder verzögern.

Großes Solarkraftwerk mit einer Nennleistung von 85 bis über 1.000 Megawatt



Abbildung 4: PV-Freiflächenanlage⁴²

Große Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden vor allem für dünn besiedelte Gebiete diskutiert, beispielsweise für die ehemaligen Braunkohlereviere. Der Strom wird lastfern in ein Höchst- beziehungsweise Hochspannungsnetz eingespeist und kann daher zusätzlichen Netzausbaubedarf erfordern. Da gemäß des EEG nur Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 10 Megawatt gefördert werden, müssen diese Anlagen ihre Erlöse ohne Förderung am Strommarkt erwirtschaften. Sie schließen daher sogenannte Power Purchasing Agreements (PPA) mit den Stromabnehmern ab. Errichtet werden die Solarparks unter Beteiligung großer Energiekonzerne. Sie können zu Spannungs- und Frequenzhaltung beitragen und weitere Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Blindleistungsmanagement⁴³ bereitstellen. Bei den großen Solarkraftwerken mit PPA handelt es sich um eine relativ neue Entwicklung – ob sie ein Game Changer der Energiewende werden, wird sich in den nächsten Jahren zeigen.

41 © Dissertation Marcus Bunk, elenia, TU Braunschweig.

42 © SMA Solar Technology AG.

43 Siehe Box „Blindleistung“.

Blindleistung

Induktive und kapazitive Verbraucher (zum Beispiel Asynchronmotor), die an ein Wechsel- oder Drehstromnetz angeschlossen sind, benötigen Energie zum Aufbau eines magnetischen beziehungsweise elektrischen Feldes. Diese Energie wird nicht im eigentlichen Sinne verbraucht, sondern nur kurz zwischengespeichert und im Anschluss wieder ans Netz zurückgegeben. Sie wird als Blindenergie beziehungsweise Blindleistung bezeichnet. Auch Netzbetriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren) benötigen Blindleistung. Teilweise ist Blindleistung unerwünscht, da sie nicht nutzbar ist und das Netz belastet. Für die Spannungshaltung wird Blindleistung allerdings teilweise benötigt, da ein Blindleistungsfluss im Hochspannungsnetz nur bei Spannungsunterschieden auftritt. Somit kann ein Blindleistungsmanagement für die Spannungshaltung genutzt werden. Ähnliches gilt für den Zusammenhang der Wirkleistung und der Frequenz im Hochspannungsnetz: Liegt ein Gleichgewicht zwischen Wirkleistungserzeugung und -verbrauch vor, herrscht eine ausgeglichene beziehungsweise eine konstante Netzfrequenz.

Diese klare Entkopplung der Zusammenhänge zwischen Spannung und Blindleistung auf der einen und Wirkleistung und Frequenz auf der anderen Seite liegt in niedrigeren Spannungsebenen nicht vor. Somit können bestehende Regelalgorithmen der Hochspannungstechnik nicht unverändert auf andere Spannungsebenen übertragen werden.

3 Studienübersicht: Exemplarische zentrale und dezentrale Szenarien

Mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems werden vielfach anhand von Energieszenarien untersucht. Die verwendeten Modellrechnungen beinhalten physikalische Modelle, mit denen beispielsweise basierend auf Wetterdaten berechnet werden kann, wie viel Strom Windenergie- und PV-Anlagen in jeder Stunde eines Jahres erzeugen. Darauf basierend kann berechnet werden, in welchem Umfang Speicher und flexible Kraftwerke ergänzend erforderlich sind, um den Strombedarf zu decken. Auch weitere technische und ökonomische Zusammenhänge werden in den Modellen abgebildet.

Verschiedene Modelle unterscheiden sich darin, welche Teile des Energiesystems sie erfassen. Bis vor wenigen Jahren stand die Stromversorgung im Fokus der meisten Modelle. Zunehmend wird das Energiesystem integriert betrachtet, sodass Wechselwirkungen zwischen der Strom- und Wärmeversorgung sowie dem Verkehrssektor in die Analyse einbezogen werden können.⁴⁴ Ältere Modelle gingen zudem häufig von einer „Kupferplatte“, das heißt einem Stromnetz ohne Engpässe aus. Inzwischen wird das Übertragungsnetz in den Modellen zunehmend leitungsscharf abgebildet. Das Verteilnetz wird jedoch nach wie vor in vielen Studien nicht berücksichtigt. Auch die Störanfälligkeit wird in den Modellen nicht näher untersucht.⁴⁵

Die Ausgestaltung der Modellrechnungen sowie die vorgegebenen Annahmen und Randbedingungen hängen von der untersuchten Fragestellung ab.⁴⁶ Vielen Studien liegt die Frage zugrunde: Wie können die Klimaschutzziele bis 2050 möglichst kostengünstig erreicht werden? Die Ergebnisse sind daher stark von den Annahmen zur zukünftigen Kostenentwicklung verschiedener Technologien abhängig.

Um die Eigenschaften zentraler und dezentraler Energiesysteme umfassend abzubilden und zu vergleichen, sollten exemplarische Szenarien alle in Abbildung 2 dargestellten Dimensionen der Dezentralität berücksichtigen. In Tabelle 1 sind ein dezentrales und ein zentrales Szenario, die diese Maßgabe berücksichtigen, charakterisiert.

44 Zum Beispiel: acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, BDI 2018, dena 2018.

45 Lediglich das N-1-Kriterium wird in der Regel berücksichtigt. Es besagt, dass ausreichend Redundanz vorhanden ist, um den Betrieb auch bei Ausfall eines Betriebsmittels zu gewährleisten.

46 Energieszenarien als Instrument der wissenschaftlichen Politikberatung werden in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2016 diskutiert.

	Dezentrales Szenario	Zentrales Szenario
technische Dimension	hoher Anteil PV-Freiflächen- und Hausdachanlagen, kleine Onshore-Windparks und kleinere verteilte Windenergieanlagen	Überwiegend große PV-Freiflächenanlagen, große Windparks an Land und auf See, Leistungsimporte
räumliche Dimension	hoher Ausbau von PV- und Windenergieanlagen in urbanen Ballungszentren beziehungsweise in deren Nähe sowie in den Industrieregionen im Süden und Westen Deutschlands	Ausbau der Windenergie an Land erfolgt vorrangig an guten Windstandorten in Norddeutschland
Integrationsdimension	Lastausgleich vor Ort durch Batteriespeicher, flexible Verbraucher (Demand-Side-Management), kleine flexible KWK-Anlagen (zum Beispiel Brennstoffzellen, Biogas-Blockheizkraftwerke), Sektorenkopplung, Power-to-Gas mit Netzeinspeisung	auch lastferne Speicheroptionen, zum Beispiel Nutzung von Pumpspeichern und Speicherwasserkraftwerken im Ausland (unter anderem Norwegen), zentrale flexible Kraftwerke (zum Beispiel größere Gasturbinenanlagen), Sektorenkopplung Power-to-Gas (Gasspeicher) oder Power-to-X (flüssige Produkte)
Koordinationsdimension	starke Rolle von Prosumern und Eigenverbrauchslösungen. Leistungsausgleich findet im hohen Maße beim Verbraucher selbst sowie in der Verteilnetzebene statt (unter anderem innerhalb eines Quartiers mit Arealnetz ⁴⁷)	Leistungsausgleich wird überwiegend auf zentraler Ebene koordiniert (Strombörse, Regellenergienmärkte)

Tabelle 1: Qualitative Beschreibung eines zentralen und eines dezentralen Szenarios

In den letzten Jahren wurden einige Szenariostudien veröffentlicht, die Fragestellungen zur (De-)Zentralität thematisieren und ein dezentrales Szenario einem zentraleren Szenario gegenüberstellen.

Energiesystemmodelle, die als Zielgröße die **Gesamtkosten minimieren**, führen in der Regel zu einem eher **zentralen Szenario**. Beispielsweise werden Windenergieanlagen in den Modellrechnungen tendenziell im Norden zugebaut und Solaranlagen im Süden. Denn die Kostenvorteile durch die besseren Wind- und Solarenergieressourcen überwiegen die Kosten durch den zusätzlichen Netzausbau.⁴⁸ Durch Skaleneffekte haben zudem größere Anlagen Vorteile gegenüber kleineren Anlagen, sodass beispielsweise bei freier Optimierung eher PV-Freiflächenanlagen gebaut werden als PV-Dachanlagen. Das zentrale Szenario entspricht daher in vielen Studien dem Basisszenario, während in dezentralen Szenarien definierte Aspekte der Dezentralität (zum Beispiel niedrigerer Netzausbau, alternative Verteilung der Windenergieanlagen, hoher Anteil an PV-Dachanlagen) durch zusätzliche Modellrestriktionen vorgegeben werden müssen.⁴⁹

Eine Auswertung aktueller Studien, die (De-)Zentralität untersuchen und den Zeithorizont bis 2050 berücksichtigen, ist in Tabelle 2 dargestellt. Zusätzlich wurde eine Metastudie aufgenommen, die zehn Studien mit Zeithorizont 2030/2035 ausgewertet.⁵⁰ Es zeigt sich, dass keines der Szenarien umfassende Dezentralität in allen vier Dimensionen gemäß Tabelle 1 abbildet. Vielmehr werden jeweils nur einzelne

47 Zur Definition und Diskussion von Arealnetzen siehe Abschnitt 5.3.2.

48 Die Netzkosten könnten allerdings höher ausfallen, wenn große Teile des Netzausbaus aus Akzeptanzgründen als Erdkabel ausgeführt werden müssen.

49 Die Modelle berechnen, wie ein festgelegtes Klimaschutzziel am kostengünstigsten erreicht werden kann. Die Ergebnisse stellen daher aus ökonomischer Sicht einen Idealfall dar. In der Realität verhalten Akteure sich davon abweichend, wenn zum Beispiel durch rechtlich-ökonomische Rahmenbedingungen das eigene betriebswirtschaftliche Optimum nicht mit dem volkswirtschaftlichen Optimum übereinstimmt. Der Gesetzgeber kann versuchen, durch entsprechende Rahmenbedingungen die betriebswirtschaftlichen Anreize mit dem volkswirtschaftlichen Optimum in Einklang zu bringen, beispielsweise durch Einpreisung der externen Kosten (insbesondere durch einen CO₂-Preis). Darüber hinaus sind insbesondere für Privatpersonen wie zum Beispiel Hausbesitzerinnen und -besitzer über wirtschaftliche Erwägungen hinaus weitere Kriterien relevant.

50 Öko-Institut 2018-1.

Teilaspekte berücksichtigt, wobei Art und regionale Verteilung der Erneuerbare-Energie-Anlagen am häufigsten untersucht werden. Besonders im Fokus steht in vielen Studien, inwieweit der Ausbau des Übertragungsnetzes durch einen lastnäheren Ausbau der erneuerbaren Energien reduziert werden kann. Ein Szenario, in dem Prosumer eine wichtige Rolle spielen, untersucht eine Studie im Auftrag der Umweltorganisation WWF: Im Szenario „Fokus Solar“ wird fast ein Fünftel des gesamten Strombedarfs durch PV-Dachanlagen mit Batteriespeichern zur Eigenbedarfsdeckung gedeckt.

Kürzel	Auftraggeber	Ersteller	Titel	Szenario	Untersuchte (De-) Zentralitätsaspekte	Zeithorizont, CO ₂ -Einsparung
WWF 2018-1	WWF	Öko-Institut Prognos	Zukunft Stromsystem II: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Ziel her denken	Energiewende Referenz (zentral)	hoher Anteil PV-Batteriesysteme zur Eigenverbrauchs-optimierung	2050 -93 % CO ₂ im Stromsektor ggü. 1990
				Fokus Solar (dezentral)		
BMWi 2017 ⁵¹	BMWi	Fraunhofer ISI Consentec ifeu	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland	Basisszenario (zentral)	Können die Klimaziele auch bei verzögertem Netzausbau erreicht werden? gleichmäßigere regionale Verteilung des Windenergieausbaus an Land	2050 mind. -80% THG insgesamt ggü. 1990
				Modul 4: Geringerer Ausbau des Übertragungsnetzes (dezentral)		
				Modul 5: Alternative regionale EE-Verteilung (dezentral)		
RLI 2013	Haleakala-Stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft, 100 Prozent erneuerbar stiftung	Rainer-Lemoine-Institut	Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden	Szenario Zentral	lastnäherer Ausbau der Windenergie an Land stärkerer Ausbau der Windenergie auf See	2040 98-99 % EE im Stromsektor
				Szenario Dezentral		
				Szenario Offshore		
Öko-Institut 2018-1	Renewables Grid Initiative	Öko-Institut	Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze	Metastudie mit Auswertung von zehn Studien	Zusammenhang zwischen Regionalisierung des Erneuerbarenausbaus und Übertragungsnetzausbaus	2030/2035

Tabelle 2: Studien, die Dezentralität im Energiesystem anhand von Szenarien analysieren

Die Unterschiede zwischen zentralen und dezentralen Szenarien bezüglich der installierten Leistungen der verschiedenen Technologien und dem langfristigen Netzausbaubedarf sind in den meisten Studien relativ gering. Hingegen sind die Unterschiede, die sich zwischen verschiedenen Studien aufgrund unterschiedlicher Grundannahmen (wie zur Entwicklung des Strombedarfs, zu den zugrunde liegenden Klimaschutzziele und zu Energieimporten) ergeben, sehr viel größer (siehe Abbildung 5). Studien, die eine zunehmende Deckung des Energiebedarfs im Wärme- und Verkehrssektor mit Strom (unter anderem durch Wärmepumpen, Elektromobilität, Power-to-Gas) berücksichtigen und gleichzeitig von geringen Energieimporten ausgehen, berechnen einen wesentlich höheren Strombedarf als die in Tabelle 2 aufgelisteten Studien.⁵²

Auch die Kostenunterschiede zwischen einem zentralen und einem dezentralen Szenario sind in den meisten Studien gering. In den drei Studien in Tabelle 2, die den Zeithorizont bis 2040 beziehungsweise 2050 betrachten, betragen die Mehrkosten für das dezentrale Szenario maximal 2 Prozent. Die Metastudie (Öko-Institut 2018-1) mit dem Zeithorizont 2030/2035 kommt zu dem Ergebnis, dass die ausgewerteten Studien

51 Im Projekt BMWi 2017 ist die Veröffentlichung von zwei weiteren Szenarien mit Dezentralitätsaspekten geplant: Modul 7 (Alternativer EE-Mix) und Modul 11 (Dezentrales System).

52 Teilweise über 1.000 Terawattstunden im Jahr 2050 (Ausfelder et al. 2017, S. 117).

keine eindeutigen Schlüsse zulassen, ob und welchen Einfluss ein regionaler Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Gesamtkosten hat. Die **geringen Unterschiede zwischen zentralen und dezentralen Szenarien** können aber der Tatsache geschuldet sein, dass in den Studien meist nur ein Dezentralitätsaspekt untersucht wird. Da umfassend dezentrale Szenarien nicht untersucht werden, lässt sich anhand der ausgewerteten Studien dazu keine Aussage treffen.

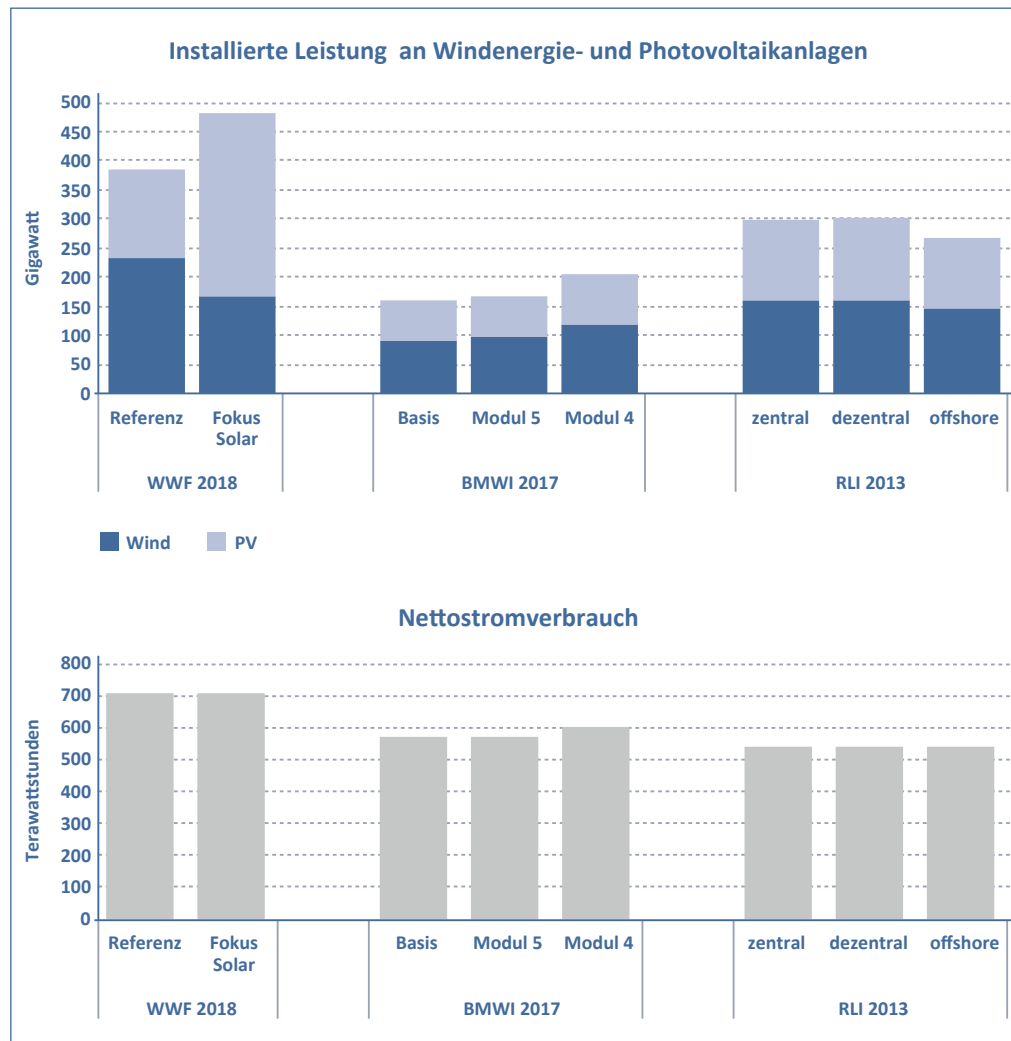


Abbildung 5: Installierte Leistung an Windenergie- und Photovoltaikanlagen und Nettostromverbrauch im Jahr 2050 in den analysierten Szenarien

Die Koordinationsebene wird in den ausgewerteten Studien größtenteils sehr vereinfacht abgebildet. So ist die Annahme in WWF 2018-1, dass PV-Batteriesysteme zukünftig ohne jegliche Rücksicht auf das Gesamtsystem zur Eigenverbrauchsoptimierung betrieben werden, sehr pessimistisch. Bereits heute haben 50 Prozent der Hausspeicher höhere Anforderungen an einen systemdienlichen Betrieb (begrenzte Einspeisung), da dies im Rahmen des KfW-Förderprogramms vorausgesetzt wird. Ob die vereinfachten Modellannahmen dazu führen, dass mögliche Kostenvorteile dezentraler Systeme bei Netzen und Systemdienstleistungen unzureichend abgebildet werden, wird kontrovers diskutiert.

Die Szenarien zeigen, wie unter bestimmten Annahmen die Klimaschutzziele im Energiesystem am kostengünstigsten erreicht werden können. Sie erlauben aber keine Aussage darüber, **wie wahrscheinlich die Umsetzung eines bestimmten Szenarios ist**. Da die Zeit beim Klimaschutz drängt, sind die Chancen auf eine erfolgreiche Umsetzung jedoch ein wichtiges Kriterium bei der Entscheidung für einen Transformationspfad, das neben den Kosten berücksichtigt werden sollte. Widerstände gegen den Ausbau von Stromleitungen und Windenergieanlagen zeigen, dass Akzeptanz ein wesentlicher Faktor für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems ist. Die Akzeptanz und Unterstützung der Energiewende durch verschiedene Akteursgruppen könnten sich je nach Szenario deutlich unterscheiden. Dabei können auch Dezentralitätsaspekte eine Rolle spielen. Neben dem technischen Transformationsprozess, der sich durch Energieszenarien recht gut abbilden lässt, ist daher der gesellschaftliche Transformationsprozess bei Entscheidungen zur Ausgestaltung des Energiesystems zu berücksichtigen.

4 Maßgebliche Aspekte von zentralen und dezentralen Energiesystemen

Im Folgenden werden zentralere und dezentralere Ausprägungen von Energiesystemen aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet und unter technischen, ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Aspekten bewertet.

4.1 Technische Perspektive

In der gesellschaftlichen Diskussion zu (De-)Zentralität im Energiesystem liegt der Fokus meist auf Erneuerbare-Energie-Anlagen zur Stromerzeugung. Für ein zuverlässiges Gesamtsystem werden aber weitere Funktionen benötigt, die ebenfalls zentraler oder dezentraler bereitgestellt werden können. Dazu zählen kurzzeitige und langfristige Flexibilität (unter anderem Speicher), Energietransport (Netze) und die Koordination aller Komponenten. Auch die zunehmende Sektorenkopplung ist bei der Analyse zentraler und dezentraler Entwicklungspfade zu berücksichtigen.

4.1.1 Windenergie- und Solaranlagen

Bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist die jährlich erzeugte Strommenge von den Wind- beziehungsweise Strahlungsbedingungen am Standort abhängig. So erbringen in Schleswig-Holstein über die Hälfte der Windenergieanlagen mehr als 90 Prozent des Referenzertrags⁵³, in Baden-Württemberg schaffen das hingegen nur 3 Prozent der Anlagen. Bei mehr als zwei Drittel der Anlagen in Baden-Württemberg beträgt der Ertrag weniger als 70 Prozent des Referenzertrags.⁵⁴ Der Flächenverbrauch, die Beeinflussung des Landschaftsbildes, die benötigte Rohstoffmenge⁵⁵ zur Herstellung der Turbinen und die Kosten der Stromerzeugung sind entsprechend höher, wenn schlechtere Windstandorte genutzt werden.

Da der Strombedarf in den Industrieregionen im Westen Deutschlands und in Baden-Württemberg besonders hoch ist,⁵⁶ die besten Windpotenziale aber in Norddeutschland liegen, besteht ein Zielkonflikt zwischen verbrauchsnaher Stromerzeugung

53 Der Referenzertrag ist die Strommenge, den eine Windenergieanlage vom jeweiligen Typ an einem festgelegten Referenzstandort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 Metern pro Sekunde in 30 Metern über dem Grund erbringen würde.

54 Daten für den Zeitraum August 2014 bis März 2016 (FA Wind 2016).

55 Für die Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen ist pro erzeugter Kilowattstunde Strom ein sehr viel größerer Rohstoffeinsatz erforderlich als bei konventionellen Kraftwerken. Unter anderem wird eine Vielzahl verschiedener Metalle benötigt. Auch in anderen Industriezweigen wie der Automobilindustrie, der Elektronik und der Informations- und Kommunikationstechnologien nimmt der Bedarf an Technologie- und Sondermetallen wie Kobalt, Platingruppenelementen und Seltenen Erden zu. Die Energietechnologien sind dabei selten das wichtigste Einsatzgebiet eines Metalls. Expertinnen und Experten gehen davon aus, dass geologisch gesehen genug Metalle vorhanden sind, um den Bedarf zu decken. Durch Abhängigkeit von einigen wenigen Lieferländern kann es aber auf den Rohstoffmärkten zu Lieferengpässen kommen, dem ist durch eine strategische Rohstoffpolitik entgegenzuwirken. Eine Erhöhung der Recyclingquoten und ein möglichst hochwertiges Recycling können dazu beitragen, den Rohstoffbedarf umweltfreundlich zu decken und die Importabhängigkeit zu verringern (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-2).

56 Öko-Institut 2018-1, S. 32.

und einer hohen Stromausbeute pro Anlage.⁵⁷ Veranschaulicht wird dies durch die in Abbildung 6 dargestellte Abschätzung, inwieweit der jährliche Strombedarf 2030 durch erneuerbare Energien innerhalb des Landkreises bilanziell gedeckt werden könnte. Die linke Abbildung zeigt die Unter- beziehungsweise Überdeckung der Landkreise bei Nutzung des gesamten theoretischen Potenzials unter Einbeziehung von Restriktionen durch bestehende Flächennutzung und Naturschutz sowie von Erfahrungswerten zum Verhältnis der genehmigungsfähigen Flächen zu den grundsätzlich verfügbaren Flächen. Der rechten Abbildung liegt eine pessimistischere Potenzialschätzung zugrunde, bei der weitere Akzeptanz- und Umweltrestriktionen berücksichtigt wurden. Es wird deutlich, dass in den Metropolregionen sowie in einem Teil Westdeutschlands selbst die theoretischen Potenziale von Strom aus erneuerbaren Energien nicht ausreichen, um den großen Bedarf zu decken. Langfristig wird sich die Situation verschärfen, da der Strombedarf nach 2030 voraussichtlich durch die zunehmende Elektrifizierung signifikant steigen wird.⁵⁸

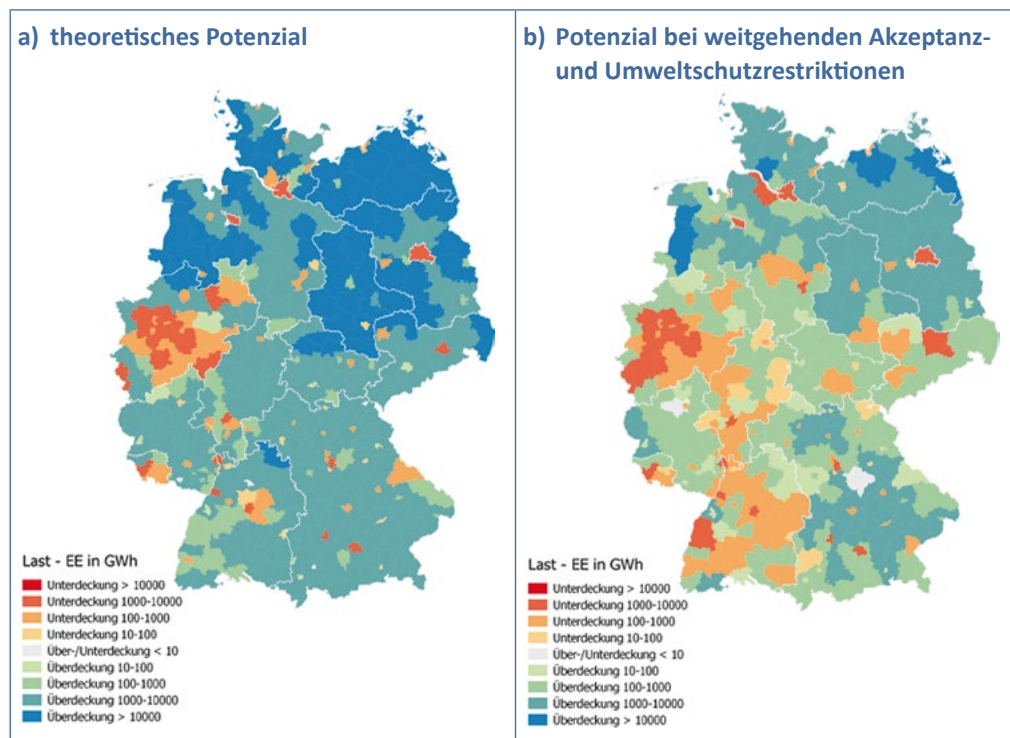


Abbildung 6: Mögliche bilanzielle Nachfragedeckung durch erneuerbare Energien auf Landkreisebene im Jahr 2030.⁵⁹ Zugrunde liegende Annahmen: Stromnachfrage 431 TWh, Windenergie an Land a) 1857 TWh, b) 253 TWh, Photovoltaik 292 TWh, Windenergie auf See 216 TWh, Bioenergie 11 TWh, Wasserkraft 22 TWh.

Bei Photovoltaikanlagen unterscheiden sich die möglichen Erträge zwischen verschiedenen Standorten innerhalb Deutschlands weniger stark als bei Windenergie. So ist die jährliche Einstrahlungssumme an den sonnenärmsten Standorten um ein Viertel

57 So sind gemäß einer Studie im Auftrag des BMWi für ein dezentrales Szenario mit einer regional gleichmäßigeren Verteilung des Windkraftausbaus gegenüber dem zentralen Szenario 8 Prozent mehr Windkraftanlagen erforderlich, um die gleiche Strommenge zu erzeugen (BMW 2017, Modul 5: Regionalszenario).

58 Wie stark der Strombedarf steigen wird, hängt von der zukünftigen Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen und von der Effizienz der eingesetzten Technologien ab. Energieszenarien beinhalten Annahmen über Effizienzfortschritte bei den Umwandlungs- und Verbrauchstechnologien. In den meisten Studien wird die Verbrauchsseite weniger genau analysiert als die Umwandlungstechnologien. Möglichkeiten zur Energieeinsparung durch Suffizienz, also einen Verzicht auf Energiedienstleistungen (zum Beispiel weniger Autofahren, niedrigere Innentemperaturen, weniger allgemeiner Konsum) werden in den gängigen Energieszenarien nicht untersucht.

59 Öko-Institut 2018-1, S. 28.

niedriger als an den sonnenreichsten Standorten.⁶⁰ Viele Energieszenarien gehen von einem Ausbau der Photovoltaik vorrangig in Süddeutschland aus. Dieser könnte tendenziell den Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung reduzieren⁶¹ (siehe Abschnitt 4.1.5). Tatsächlich wurden in den letzten Jahren PV-Freiflächenanlagen jedoch überwiegend in Nordostdeutschland ausgebaut, da die Vorteile der einfach verfügbaren Flächen und niedrigeren Bodenpreise den Nachteil der niedrigeren Strahlung überkompensieren.

Aufgrund des erwarteten zunehmenden Einsatzes von Strom auch im Wärme- und Verkehrssektor (Sektorenkopplung) ist davon auszugehen, dass der Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten stark steigen wird – bis 2050 könnte er sich verdoppeln.⁶² Soll der Strombedarf nahezu vollständig mit in Deutschland errichteten Windenergie- und Solaranlagen gedeckt werden, muss sich deren installierte Leistung gegenüber heute etwa versechsfachen.⁶³ Ein derart massiver Ausbau bedeutet, dass alle Potenziale – Dachflächen sowie Freiflächen, Photovoltaik und Windenergie, im Norden wie im Süden – zukünftig nahezu ausgeschöpft werden müssen. Die Frage, ob beispielsweise Windenergieanlagen in Nord- oder Süddeutschland zugebaut werden sollen, stellt sich daher vor allem in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren. Um das Jahr 2040 werden die Potenziale voraussichtlich bereits so weit ausgeschöpft sein, dass für den weiteren Zubau ein Großteil der bis dahin noch nicht erschlossenen möglichen Standorte in allen Regionen Deutschlands genutzt werden muss.⁶⁴ Die bereits heute vor allem für den Ausbau der Windenergie und der Übertragungsnetze bestehenden Konflikte um die Flächennutzung – Naturschutz, empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, Belastung von Anwohnerinnen und Anwohnern sowie Konkurrenz mit anderen Formen der Landnutzung – werden sich voraussichtlich dadurch deutlich verschärfen (siehe Abschnitt 4.3).

Kurzfristig ist ein wesentliches Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zu beschleunigen. Denn das derzeitige Ausbautempo ist nicht ausreichend, um die Klimaschutzziele zu erreichen.⁶⁵ In Anbetracht der Flächenkonflikte ist das eine große Herausforderung.

Obwohl es zumindest bei einer Reduktion von bis zu 85 Prozent der CO₂-Emissionen technisch möglich wäre, den Energiebedarf Deutschlands im Land mit erneuerbaren Energien zu decken,⁶⁶ wird die Bundesrepublik voraussichtlich auch langfristig auf **Energieimporte** angewiesen bleiben. Denn zum einen erscheint es aufgrund der zunehmenden Flächenkonflikte unwahrscheinlich, dass der für eine Deckung des kompletten Energiebedarfs erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien gesellschaftlich akzeptiert wird. Zum anderen kann Energie in wind- und sonnenreicheren Regionen kostengünstiger bereitgestellt werden als in Deutschland, sodass Importe auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein können.

60 Basierend auf Daten des Deutschen Wetterdienstes für die gemittelte horizontale Einstrahlungssumme für die Jahre 1981 bis 2010 (Fraunhofer ISE 2019, S. 42).

61 Öko-Institut 2018-1, S. 5.

62 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 38.

63 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 8.

64 RLI 2013, S. 42.

65 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1.

66 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1.

Innerhalb des gut ausgebauten europäischen Verbundnetzes kann klimafreundliche Energie am effizientesten und günstigsten als Strom transportiert werden. Eine Umwandlung von Strom in chemische Energieträger ist innerhalb des Verbundsystems vor allem für die Langzeitspeicherung von Bedeutung. Für den Import aus außereuropäischen Regionen bieten mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellte gasförmige (Power-to-Gas) und flüssige (Power-to-X) synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) mehr Sicherheit und Diversität der Bezugsquellen. Der Grund: Synthetische Kraftstoffe sind gut speicherbar und ihr Transport ist nicht auf ein Leitungsnetz angewiesen.

Energieversorgung der Industrie

Bei der Diskussion dezentraler Ansätze steht häufig die Energieversorgung von Haushalten im Fokus, insbesondere die Eigenversorgung mit Photovoltaikanlagen. Bisher macht diese jedoch nur einen sehr kleinen Anteil der Stromerzeugung aus.⁶⁷ Sehr viel umfangreicher ist die Eigenversorgung in Industrie und Gewerbe.⁶⁸ In der Industrie kommen vor allem erdgasgefeuerte KWK-Anlagen zum Einsatz. Da energieintensive Industrieanlagen auf kleiner Fläche einen sehr hohen Energiebedarf haben, ist eine verbrauchsnahe Stromerzeugung etwa durch Photovoltaikanlagen auf den eigenen Dachflächen schwieriger zu realisieren als für Haushalte.

Mit einem Anteil von etwa 30 Prozent des Endenergieverbrauchs benötigt die Industrie mehr Energie als die Haushalte.⁶⁹ Etwa drei Viertel des Verbrauchs entfällt auf energieintensive Grundstoffindustrien (Chemie, Metallherzeugung, Kokereien und Mineralölverarbeitung, Glaswaren, Keramik, Steine und Erden sowie Papier und Pappe).⁷⁰ Ein Großteil des Energiebedarfs der Industrie entsteht durch Prozesswärme bei hohen Temperaturen von teils mehreren hundert Grad Celsius (siehe Abbildung).

Industrie und Gewerbe mit klimafreundlicher Energie zu versorgen, stellt eine große Herausforderung dar. Denn die energieintensive Industrie ist in hohem Maße von einer zuverlässigen Energieversorgung sowie den Strompreisen abhängig, um wettbewerbsfähig zu bleiben. Ansätze, um den Energiebedarf mit erneuerbaren Energien zu decken, umfassen die Umstellung auf strombasierte Prozesse sowie die Verwendung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas.⁷¹ Auch der Einsatz von Bioenergie kann zukünftig helfen, den Energiebedarf der Industrie zu decken.⁷²

Aufgrund der vielen unterschiedlichen Industrieprozesse gibt es kein Universalkonzept – vielmehr muss für jedes Verfahren eine passgenaue Lösung erarbeitet werden. In Pilotprojekten erproben energieintensive Unternehmen derzeit technische Lösungen.⁷³ Für einen kommerziellen Einsatz fehlen allerdings geeignete Rahmenbedingungen, denn mit dem derzeitigen Regulierungsrahmen sind klimafreundliche Technologien gegenüber konventionellen Verfahren nicht wirtschaftlich.

67 Es existiert keine öffentlich zugängliche statistische Erfassung der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen für den Eigenverbrauch. Diese kann daher nur auf Basis der insgesamt gemeldeten EEG-Anlagen geschätzt werden (Aretz et al. 2017, S. 15). Basierend auf Daten für das Jahr 2016 (2015 für Bundesländer, für die keine Daten aus 2016 vorlagen) betrug der Eigenverbrauch aus Photovoltaikanlagen in Deutschland in diesem Zeitraum etwa 2,8 Terawattstunden (AEE 2017). Dies entspricht etwa 0,5 Prozent des deutschen Stromverbrauchs 2016 (BMWi 2019). Gemäß einer Schätzung des BDEW umfasst die Eigenversorgung deutscher Ein- und Zweifamilienhäuser derzeit etwa 5 Terawattstunden (DUH 2019).

68 Schätzungen zufolge wurden im Jahr 2014 etwa 7,1 Prozent (40 Terawattstunden) des deutschen Stromletzverbrauchs durch industrielle und 3,5 Prozent (20 Terawattstunden) durch gewerbliche Eigenversorgung gedeckt (BNetzA 2016, S. 7), insgesamt etwa das Zwanzigfache der Eigenversorgung aus Photovoltaikanlagen 2016.

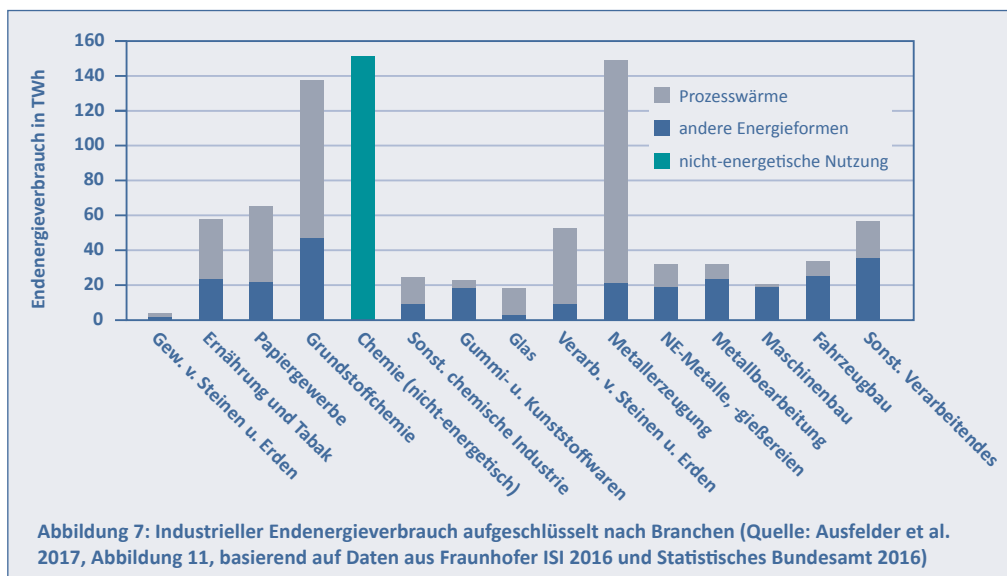
69 BMWi 2019.

70 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 33.

71 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 35.

72 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2019.

73 Agora 2019, Folie 4.



4.1.2 Kurzzeitige Flexibilität

Als Kurzzeitspeicher für wenige Stunden kommen zukünftig vor allem Batterien infrage. Diese können sowohl als **dezentrale Kleinspeicher** in Haushalten als auch als **zentrale Großspeicher** mit mehreren hundert Megawatt Leistung⁷⁴ installiert werden. Geeignete Standorte hängen von den konkreten Aufgaben eines Speichers ab. Dient er lediglich dem langfristigen (saisonalen) Ausgleich der Energiebilanz, ist der Standort flexibel. In der Regel werden Speicher jedoch hauptsächlich in der Nähe der Erzeuger oder Verbraucher angeschlossen. In dem Fall können sie auch genutzt werden, um Netzengpässe zu entlasten, Momentanreserve⁷⁵ und Regelleistung sowie Blindleistung bereitzustellen. Es ist daher davon auszugehen, dass zukünftig sowohl standortbezogene als auch standortunabhängige Speicherlösungen benötigt werden.

Werden sowohl Erzeugungsanlagen als auch Speicher oder andere Flexibilität (zum Beispiel flexible Verbraucher) verbrauchsnahe errichtet, kann dadurch unter Umständen der Netzausbau vor allem im Verteilungsnetz reduziert werden. Inwiefern es viele Regionen oder Gebiete gibt, in denen die Voraussetzungen für gleichzeitige verbrauchsnahe Erzeugung und Flexibilität gleichermaßen gut gegeben sind, erfordert weitergehende detaillierte Untersuchungen. Potenzial könnte insbesondere in mittelgroßen urbanen Räumen vorhanden sein. In gewissem Umfang könnte das Potenzial durch eine Rekonfiguration der Verteilungsnetze erhöht werden. Würden zum Beispiel Umlandverbundnetze mit städtischen „Senken“ verbunden, könnten gegebenenfalls Entlastungen im Hinblick auf Systemdienstleistungen und Netzausbaubedarfe erzielt werden.

Neben Speichern können auch **flexible Verbraucher** (Demand-Side-Management; DSM) kurzzeitige Flexibilität liefern. Im Bereich der Privathaushalte werden hier vor allem Elektroautos und Wärmepumpen diskutiert. Deren Flexibilitätspotenziale sind allerdings umstritten. Bei **Elektroautos** hängen sie vor allem davon ab, inwieweit deren Besitzerinnen beziehungsweise Besitzer bereit sein werden, die

⁷⁴ Spiegel Online 2019.

⁷⁵ Sofortiger Ausgleich von Frequenzschwankungen im Netz, der heute durch die Trägheit der Schwungmasse rotierender Kraftwerksturbinen und Generatoren physikalisch geschieht.

Fahrzeuggatterien dem Energiesystem für Lade- und Entladevorgänge zur Verfügung zu stellen. **Wärmepumpen** mit Wärmespeichern bieten zwar ein hohes Potenzial an Flexibilität für einige Stunden bis wenige Tage, allerdings nur in der Heizperiode und wenn nicht extreme Kälte zu einem Dauerbetrieb der Heizungsanlage führt. Bei großen industriellen Verbrauchern können Produktionsprozesse eventuell in begrenztem Umfang verschoben oder die Eigenerzeugung am Industriestandort reduziert werden.⁷⁶

Insgesamt gibt es mit Batteriespeichern, Elektroautos und Wärmepumpen ein **großes Potenzial**, kurzzeitige Flexibilität sehr dezentral bei Haushalten und anderen Verbrauchern zur Verfügung zu stellen. Allerdings ist nicht gewährleistet, dass diese Flexibilität im Sinne des Gesamtsystems genutzt wird und beispielsweise dazu beiträgt, den Bedarf an zentral installierter Flexibilität oder den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Es gibt einfache und zuverlässige Verfahren, ohne nennenswerte Einbußen der Eigenverbrauchsleistung eine systemdienliche Betriebsweise im Hinblick auf die Vermeidung von Überspannungen zu gewährleisten.⁷⁷ Allerdings wird dies für sehr hohe Ausbauziele nicht ausreichen und setzt zudem voraus, dass es gelingt, die Haushalte zu einer systemdienlichen Betriebsweise der Anlagen zu motivieren.

Systemdienlichkeit und Netzdienlichkeit

In dieser Stellungnahme wird zwischen Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit unterschieden.

Netzdienlichkeit bezeichnet ein Verhalten, das sich positiv auf das Stromnetz auswirkt und damit die kostengünstige Gewährleistung der Stromversorgung unterstützt, beispielsweise durch einen Beitrag zum Netzengpassmanagement oder zur Frequenz- und Spannungshaltung. Beispielsweise ist die Standortwahl für eine Erneuerbare-Energie-Anlage netzdienlich, wenn die Anlage in der Nähe von Verbrauchern errichtet wird, sodass der Strom nicht durch Engpassstellen im Netz geleitet werden muss. Der Betrieb einer Anlage ist netzdienlich, wenn die Anlage mit Rücksicht auf Netzengpässe zu- und abgeschaltet wird.

Systemdienlichkeit wird hier umfassender verstanden. Sie bezeichnet ein für das gesamte Energiesystem nutzbringendes Verhalten, das sowohl die Marktsituation (Preissignale, Ausgleich von Angebot und Nachfrage) als auch die Netzsituation berücksichtigt. In einem integrierten Energiesystem sind dabei neben der Stromversorgung auch die Schnittstellen zum Wärme- und Verkehrssektor zu berücksichtigen. Neben den sich meist auf kurzer Zeitskala abspielenden Systemdienstleistungen im Stromnetz werden im integrierten Gesamtsystem weitere Funktionen benötigt wie die Langzeitspeicherung zur Bewältigung von Dunkelflauten.

4.1.3 Langzeitige Flexibilität

Zu unterscheiden von dem kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, der relativ gut mit Batterien und DSM bewältigt werden kann, ist die Überbrückung von mehrwöchigen Dunkelflauten bis zum saisonalen Ausgleich. Die hierfür benötigten Energiemengen lassen sich bei heutigem Stand der Technik nur in Form von **chemischen Energieträgern** speichern. Können aufgrund der strenger werdenden Klimaschutzanforderungen keine fossilen Energieträger mehr verwendet werden, bleibt neben den begrenzten Bioenergiepotenzialen nur die Herstellung von Wasserstoff

⁷⁶ UBA 2015.

⁷⁷ Vgl. unter anderem Moshövel et al. 2015.

(Elektrolyse) und gegebenenfalls dessen Weiterverarbeitung zu synthetischen flüssigen oder gasförmigen Energieträgern (Power-to-Gas, Power-to-Fuels). Neben den Sektorenkopplungstechnologien können auch (Übertragungs-)Netze und Stromimporte langfristig Flexibilität bereitstellen (vergleiche Abschnitt 4.1.5).

Um in langen Dunkelflauten Strom zu erzeugen, können **Wasserstoff oder synthetisches Methan** in flexiblen Kraftwerken als Brennstoff eingesetzt und rückverstromt werden (Power-to-X-to-Power). Energieszenarien zeigen, dass bei einer isolierten Betrachtung Deutschlands (ohne Stromimporte) trotz des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien zukünftig etwa 60 bis 130 Gigawatt an Verbrennungskraftwerken oder KWK benötigt werden, was der Größenordnung des heutigen Kraftwerks-parks (100 Gigawatt) entspricht.⁷⁸ Diese Kraftwerke werden allerdings mit einer sehr geringen Auslastung betrieben⁷⁹ Es ist daher anzunehmen, dass Stromimporte eine deutliche wirtschaftlichere Flexibilitätsoption darstellen. Dem Ziel der CO₂-Minderung wird diese jedoch nur dann gerecht, wenn der Import aus einem Nachbarland kommt, das ebenfalls eine CO₂-neutrale Stromversorgung aufweist. Ob der Importstrom unter dieser Bedingung tatsächlich die günstigere Alternative darstellt, ist zu prüfen. Neben einer zwischen den Ländern abgestimmten Klimaschutzpolitik und abgestimmten Strommarkt- und Umweltschutzregularien ist für die Nutzung dieser Option auch eine ausreichende Kapazität an Interkonnektoren erforderlich.⁸⁰

Prinzipiell kommen sowohl zentralere (zum Beispiel große Gasturbinenkraftwerke) als auch dezentralere Stromerzeuger (zum Beispiel kleine Blockheizkraftwerke oder Brennstoffzellen) in Betracht. In Energieszenarien kommen vor allem Gasturbinenkraftwerke und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke zum Einsatz. In einigen Szenarien spielen auch dezentralere KWK-Technologien eine bedeutende Rolle.⁸¹ Die Vor- und Nachteile zentralerer und dezentralerer Lösungsansätze für die Langzeitflexibilität werden in den in Kapitel 3 diskutierten Studien nicht gezielt untersucht.

Neben der Verstromung in Dunkelflauten können Wasserstoff und gasförmige und flüssige synthetische Kraftstoffe auch im **Wärme- und im Verkehrssektor** sowie in der **Industrie** eingesetzt werden, um die Treibhausgasemissionen dieser Sektoren zu senken. Dies ermöglicht zudem, die bei einem hohen Anteil an Windenergie und Photovoltaik im Energiesystem zunehmend auftretenden **Stromüberschüsse** sinnvoll zu verwenden. Ein Beispiel für eine standortgebundene Flexibilitätsoption, die den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz reduzieren kann, ist die Errichtung von Elektrolyseuren in räumlicher Nähe zu Offshore-Windparks, um elektrische Energie in Wasserstoff umzuwandeln. Wird der Wasserstoff vor Ort in entsprechenden Synthesanlagen zu Methan weiterverarbeitet (Power-to-Gas), kann dieses in das bestehende Gasnetz eingespeist werden.

⁷⁸ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1; dena 2018; BDI 2018.

⁷⁹ In Modellrechnungen für 2050, die im Projekt ESYS durchgeführt wurden, betragen beispielsweise die Volllaststunden für KWK-Anlagen 2.000 bis 4.000, für Gas-und-Dampfkraftwerke 1.000 bis 2.000 und für Gasturbinen einige hundert (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, S. 43). In diesen Berechnungen wurde angenommen, dass die Kuppelleistung zum Ausland konstant bleibt bei etwa 15,5 GW.

⁸⁰ Europäische Kommission 2019 diskutiert Möglichkeiten des Stromaustauschs zwischen EU-Ländern und Nicht-EU-Nachbarstaaten, unter anderem den Balkanländern, nordafrikanischen Ländern sowie Ländern des Mittleren Ostens.

⁸¹ Zum Beispiel Ausfelder et al. 2017.

Die zukünftige Rolle von Power-to-X-Technologien im Energiesystem hängt davon ab, wie die Energieversorgung in Wärme- und Verkehrssektor zukünftig gestaltet wird. Kommen hauptsächlich rein elektrische Endanwendungen zum Einsatz (zum Beispiel Elektrofahrzeuge, Elektroflugzeuge, Elektroschiffe, Wärmepumpen, elektrische Direktheizungen, industrielle Elektrowärmeanwendungen, industrielle elektrochemische Reduktionsverfahren), beschränkt sich die Funktion von Power-to-X im Wesentlichen auf die Langzeitspeicherung von Strom. Werden jedoch viele Endanwendungen auf Basis synthetischer Brenn- und Kraftstoffe betrieben, so nehmen letztere stärker die Funktion von Endenergieträgern ein. In diesem Fall wäre auch der Bedarf an Infrastruktur für den Import synthetischer Brenn- und Kraftstoffe größer.⁸²

Der Bedarf an Langzeitflexibilität erschwert die autarke Energieversorgung kleinster Einheiten (zum Beispiel von Haushalten oder Mehrfamilienhäusern). Denn ein System mit beispielsweise PV-Anlage und Batterie kann zwar kurzzeitige Schwankungen ausgleichen, zur Überwindung längerer Dunkelflauten müsste aber Strom von außerhalb bezogen werden.⁸³ Um zumindest elektrisch autark zu sein, wären zusätzlich beispielsweise eine Brennstoffzellenanlage oder ein Mikro-Blockheizkraftwerk erforderlich. In diesem Fall könnte Energie von außen in Form von Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan bezogen werden. Die Anlage wäre dann aber von den zentralen Strukturen zur Lieferung des Brennstoffs, also Wasserstoff- oder Erdgasleitungen, abhängig. Soll diese „Energiezelle“ komplett autark sein, wären darüber hinaus eine Elektrolyseanlage sowie ein Wasserstofftank erforderlich. Während dies für einen einzelnen Haushalt oder ein Mehrfamilienhaus aus heutiger Sicht kaum realisierbar erscheint, stehen für größere Einheiten wie Quartiere oder Gewerbe die Sektorenkoppelungselemente Power-to-Gas und KWK in der passenden Größenordnung zur Verfügung. Hier lässt sich daher auch die Langzeitflexibilität dezentral bereitstellen.

Die Bereitstellung von Langzeitflexibilität bedeutet einen erheblichen Aufwand für das Energiesystem, da neben dem massiven Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen zusätzlich regelbare Kraftwerke benötigt werden. Um die Kosten der Energiewende zu begrenzen, ist es wichtig, die Investitionskosten dafür möglichst gering zu halten. Dies lässt sich mit größeren Kraftwerken einfacher erreichen (siehe Abschnitt 4.2.4). Zudem bietet ein europäischer Strommarkt mit dem dazugehörigen europäischen Verbundnetz eine kostengünstige Alternative zur relativ teuren Power-to-X-to-Power-Technologie.

4.1.4 Erdgasnetz

Die mit Power-to-X-Technologien hergestellten chemischen Energieträger können entweder direkt in den Sektoren Wärme und Verkehr verwendet oder rückverstromt werden. Ihr Vorteil besteht darin, dass sie relativ einfach und verlustarm Energie speichern können.

Gegenüber Wasserstoff hat **synthetisches Methan** den Vorteil, dass für dessen Transport und Speicherung das bestehende **Erdgasnetz** verwendet werden kann – es wird daher keine neue Infrastruktur benötigt. Das Gasnetz ist in Deutschland und

⁸² In acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1 werden Potenziale, Vor- und Nachteile einer direkten elektrischen Versorgung, der Verwendung von Wasserstoff als Energieträger und synthetischer Brenn- und Kraftstoffe im Detail diskutiert.

⁸³ Siehe Box „Autarkie“. Um die Dunkelflauten mittels Batteriespeichern zu überwinden, wären immense Kapazitäten erforderlich.

Europa sehr gut ausgebaut, sodass ein Transport von Gasen auch über Landesgrenzen hinweg innerhalb von Europa möglich ist. Die Transportverluste innerhalb von Deutschland liegen bei circa 0,35 Prozent des transportierten Energieinhalts. Flexibilitätstechnologien wie Power-to-Gas oder KWK können relativ einfach an das bestehende Gasnetz mit seiner großen Leistungs- und Speicherfähigkeit (Deutschland: circa 235 Milliarden Kilowattstunden; Europa: circa 1.070 Milliarden Kilowattstunden) angebunden werden. So reichen die in Deutschland vorhandenen Untertage-Erdgasspeicher aus, um etwa ein Drittel des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs zu lagern. Die Flexibilität des Gasnetzes wird durch die LNG-Terminals weiter erhöht, sodass auch regeneratives Gas aus außereuropäischen Staaten in das Gasnetz integriert werden kann. Durch seine hohe Energietransport- und Speicherkapazität kann das Erdgasnetz einen wesentlichen **Beitrag zur Versorgungssicherheit** des zukünftigen Energiesystems leisten.

Bei einer zentraleren, lastferneren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann das Gasnetz dazu beitragen, auch bei fehlenden Stromnetzkapazitäten Energie zum Verbraucher zu transportieren. Studien zeigen, dass das Gastransportnetz mit etwa 53 Gigawatt ausreichende Kapazitäten besitzt, um mindestens die in Norddeutschland entstehenden Stromüberschüsse, die andernfalls abgeregelt werden müssten, in Form von synthetischem Methan nach Süddeutschland transportieren zu können.⁸⁴

Aber auch dezentralere Power-to-Gas-Anlagen können die Stromnetze entlasten. Studien weisen ein Potenzial von etwa 100 Terawattstunden Biomethan und zusätzlich von etwa 80 Terawattstunden Methan aus erneuerbarem Strom aus, die im Wesentlichen im Norden und im Süden von Deutschland anfallen.⁸⁵ Nach den in dieser Studie unterstellten Szenarien werden 2030 in Summe schon etwa 42 Terawattstunden Methan aus erneuerbaren Energien erreicht. Energetisch optimierte Energiezellen mit den Sektorenkopplungselementen KWK und Power-to-Gas können eine stabilisierende Wirkung auf die umgebende Region haben.⁸⁶

4.1.5 Ausbau der Stromnetze

Sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilungsnetz müssen an die zukünftige Struktur der Energieerzeugung angepasst werden. In den Medien und der gesellschaftlichen Diskussion liegt das Augenmerk aufgrund der Proteste gegen den Leitungsbau sehr stark auf dem Übertragungsnetz, während das Verteilungsnetz kaum erwähnt wird. Auch in vielen Energieszenarien wird das Verteilungsnetz nicht berücksichtigt – so nur in einer⁸⁷ der in Tabelle 2 aufgelisteten Studien, die zentrale und dezentrale Szenarien berücksichtigen. Studien, die das Verteilungsnetz einbeziehen⁸⁸, berücksichtigen meist keine Sektorenkopplung oder eine europäische Integration und untersuchen keine zentralen und dezentralen Szenarien. Sie zeigen jedoch, dass für den Ausbau der Verteilungsnetze höhere Kosten anfallen als für den Ausbau der Übertragungsnetze.⁸⁹

Energieszenarien verdeutlichen, dass der **Ausbau des Übertragungsnetzes** eine effiziente und **kostengünstige Flexibilitätsoption** ist. Generell gilt: Je größer

84 Fishedick et al. 2013.

85 Erler et al. 2019.

86 Ruf et al. 2017.

87 BMWi 2018.

88 Zum Beispiel dena 2012, BMWi 2014.

89 Hanson 2020.

das vernetzte Gebiet ist, desto besser können sogenannte Portfolioeffekte genutzt werden – sie bezeichnen die Tatsache, dass Wind und Solarstrahlung über eine größere Ausdehnung hinweg stärker variieren.⁹⁰ Auch der Import von Strom aus Wasserspeichern (etwa aus Skandinavien oder den Alpen) stellt eine wichtige Flexibilitätsoption in Zeiten von Dunkelflauten dar. Wird auf den Netzausbau verzichtet, müssten in größerem Umfang relativ teure lokale Speicher errichtet werden. Um deren Energieverluste abzudecken, wären zusätzliche Windenergie- und PV-Anlagen erforderlich.⁹¹ Langzeitspeicher auf Basis chemischer Energieträger und Reservekraftwerke bleiben allerdings selbst bei einer europaweiten „Kupferplatte“, also bei unbegrenzten Übertragungskapazitäten, erforderlich. Denn Wettersysteme mit Schwachwind treten teilweise zeitgleich über ganz Europa auf, sodass geografische Glättungseffekte begrenzt sind.⁹²

Eine Studie für Europa zeigt, dass durch Sektorenkopplung die Kostennachteile eines reduzierten Netzausbaus vermindert werden können, da statt teurer lokaler Stromspeicher kostengünstigere Flexibilitätstechnologien wie Wärmespeicher und die Batteriekapazitäten von Elektrofahrzeugen genutzt werden können. Trotzdem bleibt der Netzausbau, auch über Grenzen hinweg, ein wichtiger Bestandteil für eine kostengünstige Energieversorgung.⁹³ In allen untersuchten Szenarien, welche die langfristigen Klimaschutzziele⁹⁴ erfüllen, ist ein **umfangreicher Ausbau der Übertragungsnetze** erforderlich. Durch einen stärkeren Zubau von Windenergieanlagen im Süden sowie einen hohen Anteil verbrauchsnahe ausgebaute Photovoltaikanlagen lässt sich der Übertragungsnetzausbau zwar voraussichtlich um bis zu zehn Jahre hinauszögern, aber langfristig nicht vermeiden.⁹⁵ Zudem kann sich der Netzausbaubedarf von Nord-Süd-Richtung zur Ost-West-Richtung verlagern.⁹⁶ Für den Zeithorizont bis 2030 beziehungsweise 2035 kommen einige Studien zu dem Ergebnis, dass sich durch einen lastnäheren Ausbau der erneuerbaren Energien, einen hohen Anteil von PV-Batterie-Haussystemen und eine stärkere Abregelung von Strom aus Erneuerbare-Energie-Anlagen der Netzausbaubedarf wesentlich – teilweise um bis zu 50 Prozent – reduzieren lässt.⁹⁷ Bis 2050 könnte sich die Summe des Netzausbaus in zentraleren und dezentraleren Szenarien aber wieder angleichen.⁹⁸ Der Netzentwicklungsplan sieht einen Netzausbau bis 2035 vor. Studien kommen jedoch zu dem Schluss, dass von 2030 bis 2050 zusätzlich mehr als 13.000 Stromkreiskilometer ausgebaut werden müssen; das entspricht noch einmal so viel Netzausbau wie im Zeitraum bis 2030 vorgesehen.⁹⁹

Der erforderliche Verteilnetzausbau wird in urbanen Räumen weniger vom Zubau erneuerbarer Energien als vielmehr von der Zunahme der Elektromobilität verursacht werden. In dünner besiedelten ländlichen Regionen mit vielen Windenergie- und/oder PV-Anlagen werden diese jedoch für die Dimensionierung der Verteilnetze ausschlaggebend sein. Insgesamt ist davon auszugehen, dass dezentrale Systeme einen

90 DWD 2018.

91 Öko-Institut 2018-2, S. 29.

92 Linnemann/Vallana 2018.

93 Brown et al. 2018.

94 Die Szenarien legen dabei größtenteils ein Minderungsziel von 80 bis 95 Prozent der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2050 zugrunde, was zum Zeitpunkt der Studiererstellung dem offiziellen politischen Klimaschutzziel entsprach. Seit Erscheinen des Sonderberichtes des Weltklimarates (IPCC) über 1,5 Grad Celsius globale Erwärmung wird zunehmend Treibhausgasneutralität bis 2050 als Ziel für Deutschland und die EU diskutiert.

95 Öko-Institut 2018-1, S. 6; WWF 2018-1, S. 25.

96 WWF 2018-1, S. 115.

97 Zum Beispiel Prognos/FAU 2016, VDE 2015.

98 WWF 2018-1.

99 BMWi 2017, Modul 5, S. 32

starken Ausbau des Verteilnetzes zur Einbindung der lokalen Erzeugungsanlagen benötigen. Dennoch können sie nicht auf den Ausbau des Übertragungsnetzes verzichten, welches lastferne Großkraftwerke (Offshore-Wind) anschließt.

Sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz können Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität wie Speicher, Power-to-X und regelbare Kraftwerke den Netzausbau in gewissem Maße reduzieren und Spitzenlasten kompensieren. Voraussetzung ist allerdings, dass sie systemdienlich betrieben werden. PV-Batteriesysteme, die zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt werden, reduzieren den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz hingegen nicht.¹⁰⁰

Die ausgewerteten Studien kommen überwiegend zu dem Ergebnis, dass sich der Übertragungsnetzausbau durch mehr Erzeugungs- und Flexibilitätstechnologien auf Dauer nicht vermeiden lässt. Kurz- bis mittelfristig allerdings könnte ein lastnäherer Ausbau – sofern es gelingt, systemdienliche Betriebsweisen anzureizen – dazu beitragen, trotz Verzögerungen beim Netzausbau die Klimaschutzziele zu erreichen.

4.1.6 Digitalisierung in der Energieversorgung

Im Prozess der „Digitalisierung“ durchdringen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) annähernd alle Lebensbereiche. Insbesondere die Interaktion von Menschen mit ihrer technischen und sozialen Umwelt verändert sich. Oft wird zwischen „Push-Faktoren“ und „Pull-Faktoren“ der Digitalisierung unterschieden. Mit „Push-Faktoren“ sind Innovationen der IKT-Industrie gemeint, die von außen die Energiewelt verändern. „Pull-Faktoren“ beziehen sich auf IKT-Innovationen, die aus den Anforderungen der Energiesysteme resultieren. Es ist daher wichtig, sich sowohl die großen Trends der IKT als auch die IKT-Bedarfe im Energiesystem vor Augen zu führen.

Trends der Digitalisierung

Unabhängig von einzelnen Technologien wächst die Technologiedurchdringung in der IKT-Industrie exponentiell – etwa bei der verfügbaren Bandbreite der Kommunikation, der Prozessorgeschwindigkeit oder dem Einsatz innovativer Software. Grund dafür sind in der Regel sehr geringe Grenzkosten der Produktion (bei Software annähernd Null) sowie Netzwerkeffekte. Dies führt in vielen Bereichen einerseits zu Oligopolen oder Quasimonopolen wie Facebook, Google, Microsoft, SAP oder Amazon. Andererseits entstehen Unternehmen, die extrem schnell Märkte durchdringen (WhatsApp). Plattformen, Clouddienste etc. verstärken diese Entwicklung, sodass kaum Anfangsinvestitionen nötig sind, um einen großen Markt zu erobern (zum Beispiel Lyft, Uber). Der Wunsch nach schneller Produkteinführung und Innovation birgt die Gefahr, Qualitätsverluste in Kauf zu nehmen und erhöht so das Risiko für Sicherheitslücken. Zwar spielt Sicherheit in der sogenannten „Operations-Technology“ (OT) eine große Rolle, also beim Steuern technischer Systeme wie Stromnetze und großer Kraftwerke. Doch wachsen IKT und OT immer mehr zusammen. Insbesondere in einem Energiesystem mit vielen kleinen, dezentralen Anlagen können schnelle Innovationszyklen und Internetanbindung zu Qualitäts- und damit Sicherheitslücken führen.

Zwei vieldiskutierte Trends, die voraussichtlich einen besonders großen Einfluss auf die Energieversorgung haben werden, veranschaulichen diese Entwicklung:

¹⁰⁰ WWF 2018-1, S. 130.

Das Internet of Things: Sensoren, ein einfacher Prozessor sowie die Möglichkeit, sich mit Kommunikationsnetzen auf Basis der Internetprotokolle zu verbinden – bereits heute werden kaum noch (elektrische) Geräte neu entwickelt, die nicht über diese Eigenschaften verfügen. Zahnbürste, elektrische Hausspeicher, Ortsnetztransformator und Umrichter für PV-Anlagen werden in Zukunft kommunikativ ansprechbar sein. Während Betriebsmittel des Netzes über eine eigene abgeschottete Kommunikationsinfrastruktur verfügen, bildet sich also außerhalb der Netzbetreiber eine auf dem Internet aufbauende Internet-of-Things-Infrastruktur. Diese entzieht sich der Kontrolle der Energieversorger weitgehend.

Künstliche Intelligenz, autonome und lernende Systeme: Als Teilgebiet der Informatik versucht Künstliche Intelligenz (KI), kognitive Fähigkeiten wie Lernen, Planen oder Problemlösen in Computersystemen zu verwirklichen. Maschinelles Lernen ist eine Schlüsseltechnologie der Künstlichen Intelligenz. Sie setzt eine große Menge an Beispieldaten voraus, auf deren Grundlage spezielle Algorithmen (Handlungsvorschriften für Computer) mittels Mustererkennung Modelle entwickeln. Diese Modelle können im nächsten Schritt auf neue, unbekannte Situationen angewendet werden. Immer wichtiger wird das sogenannte Deep Learning, das auf der Basis von großen Datensätzen (Big Data) komplexe Muster erkennt.

„Künstliche Intelligenz“ (KI) ist in der Lage, auch in sehr komplexen Informationen bestimmte Muster zu erkennen. Für gewisse Aufgaben wird KI teilweise die Fähigkeiten des Menschen weit übersteigen. So ist eine KI in der Lage, komplexe Situationen etwa im Stromnetz nicht nur zu „verstehen“, sondern auch die weitere Entwicklung zu prognostizieren und die optimalen operativen Maßnahmen zu berechnen. Zusammen mit immer leistungsfähigeren Prozessoren wird diese KI-basierte Software fähig sein, komplexe Situationen schnell zu analysieren und Entscheidungen zu treffen. Voraussetzung dafür sind valide Daten. Ist ein KI-System zusätzlich in der Lage, seine Algorithmen im laufenden Betrieb anzupassen und die vorab trainierten Modelle zu verbessern, spricht man von **Lernenden Systemen**. Je nach Einsatzfeld können KI-Systeme ihre Aufgabe weitestgehend autonom ausführen – etwa ein Auto sicher von A nach B steuern. Dadurch könnte es möglich werden, auch sehr komplexe Systeme wie die zukünftige Energieversorgung technisch zu beherrschen. Autonome Systeme können aber auch miteinander interagieren und so selbst neue Muster und Ordnungen erzeugen (Emergenz), die im schlimmsten Fall das Energiesystem destabilisieren können. Hier ist also rechtzeitig Vorsorge zu treffen.

Notwendigkeit der weiteren Digitalisierung der Energieversorgung

Die steigende Komplexität des Energiesystems ist nur mit einem hohen Automatisierungsgrad zu bewältigen. Da sich die Anforderungen an die Steuersysteme im Zuge der Energiewende stetig ändern werden, muss die eingesetzte Software gut wartbar sein. Sind in den Anlagen die elektrischen Optionen für einen netzdienlichen Betrieb vorgesehen, ermöglichen Software-Updates eine Anpassung an neue, heute noch nicht vorhersehbare Gegebenheiten. Werden hingegen heutige Grid-Codes¹⁰¹ fest implementiert, müssten bei deren Änderung die Sensoren und Aktoren¹⁰² ausgetauscht werden.

¹⁰¹ Grid Codes legen die technischen Regeln fest, die Anlagen zur Stromerzeugung oder Speicher befolgen müssen, um Netzzugang zu erhalten (unter anderem einzuhaltende Spannungsqualität, Verhalten der Anlage bei Frequenzabweichungen, Zugriffsmöglichkeiten für den Netzbetreiber).

¹⁰² Aktoren wandeln elektrische Signale (zum Beispiel Computerbefehle) in physikalische Größen (zum Beispiel mechanische Bewegung zum Öffnen oder Schließen eines Ventils) um.

Dies ist bei kleinen Anlagen sehr aufwendig, teuer und langwierig. Im schlimmsten Fall führt dies dazu, dass eine erkannte Verwundbarkeit über Jahre nicht komplett behoben werden kann.¹⁰³ Software-Updates hingegen sind in der Regel in kurzer Zeit durchführbar, bergen aber die Gefahr, Malware einzuschleusen.

Systemische Softwarelösungen

Grundlegende IKT-Technologien, Sensoren und Messtechnik, die für das zukünftige Energiesystem benötigt werden, sind bereits vorhanden. Besonders im zentralen Bereich (Hoch- und Höchstspannungsnetze, Großkraftwerke) existiert sehr ausgereifte Technik. Während Übertragungsnetze bereits intensiv untereinander Daten austauschen, um das System zu sichern, wird dies erst jetzt zunehmend auch auf den niedrigen Spannungsebenen eingesetzt.¹⁰⁴

Beispiele in der Operations-Technology sind der Netzbetrieb mit Leitwarten, Fernwirktechnik zum Steuern und Messen von Betriebsmitteln (Schaltern, Schutzrichtung, Messgeräte), Smart Meter, die in Leistungselektronik eingebetteten IKT-Systeme (etwa Umrichter für PV-Anlagen), die Anbindung und Steuerung von Transformatoren sowie die Steuerung von virtuellen Kraftwerken. Der Autonomiegrad ist jedoch meist noch sehr gering. Zum Teil ist noch nicht klar, wie sich „intelligente“ Komponenten systemisch verhalten werden. So deuten erste Untersuchungen darauf hin, dass Regelungssysteme im Feld sich gegenseitig aufschaukeln können, also gegeneinander arbeiten könnten. Dies ist nur zu vermeiden, wenn sich Regler miteinander abstimmen können, also ein Wissen über das System haben, das über einfache lokale Messungen von Stromkenngrößen hinausgeht.

Eine echte aktive Systemführung mit umfangreichen Eingriffsmöglichkeiten existiert bisher nur in hohen Spannungsebenen. Bei dezentralen Anlagen beschränken sich die Reaktionsmöglichkeiten im Krisenfall auf schlichtes Abschalten. Es existiert noch großer Forschungsbedarf, wie ein System zu betreiben ist, in denen dezentrale Anlagen Träger der Stabilität sind. Hier fehlt noch viel an systemischen Wissen und Verstehen. Da die Komplexität dieses Systems eine Steuerung durch menschliche Operatoren unmöglich macht, werden nur (teil-)autonome Steuerungssysteme, voraussichtlich mithilfe von KI, in der Lage sein, ein solches System sicher und effizient zu betreiben.

Die Koordination des zukünftigen Energiesystems stellt hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Qualität von Daten. Unterschiedliche Datenquellen müssen zusammengetragen und fusioniert werden. Eine Herausforderung ist dabei die unterschiedliche zeitliche und räumliche Auflösung verschiedener Datensätze.¹⁰⁵

Standardisierte Funktionalitäten für dezentrale Systeme

Für stärker dezentrale Systeme kommen zusätzliche Anforderungen hinzu. So werden standardisierte Kommunikationsschnittstellen, allgemein anwendbare Protokollösungen sowie Controller-Bausteine zur Steuerung dezentraler Anlagen benötigt. Der

¹⁰³ Als Beispiel mag das 50,2 Hz Problem dienen. Um einen Beitrag zur Frequenzhaltung zu leisten, wurde für PV-Anlagen 2005/2006 per Grid Code vorgeschrieben, dass sich PV-Anlagen sofort abschalten, wenn die Frequenz über 50,2 Hertz steigt. Allerdings war man stillschweigend davon ausgegangen, dass sich PV-Anlagen nur langsam verbreiten. Im Jahr 2011 waren jedoch bereits 25 Gigawatt installiert. Eine schnelle Abschaltung einer so großen Leistung kann zu einem Blackout führen (BDEW 2012).

¹⁰⁴ Etwa in der „Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade“ (Anwendungsregel VDE-AR-N 4140).

¹⁰⁵ Kongruenz unter solchen Daten herzustellen, ist ein offenes wissenschaftliches Thema im Sinne von Multi-Scale-Modelling. Hier besteht Forschungsbedarf.

bestehende Smart-Meter-Gateway-Standard bietet zu wenig Funktionalität für viele dezentrale Nutzungsfälle (siehe Box „Smart Meters“, Abschnitt 4.1.6).

Aus Gründen der Resilienz sollten Energieerzeugungsanlagen in der Lage sein, auch bei gestörter Kommunikation zumindest Basisfunktionen ausführen zu können. Die dezentrale Datenverarbeitung kann die Störanfälligkeit verringern, da der Betrieb auch bei Ausfall des Netzes oder der Kommunikationsstrukturen aufrechterhalten werden kann (siehe den nächsten Abschnitt).

Für Informations- und Kommunikationstechnologien gibt es also großen Bedarf an Forschung und Entwicklung sowie an Standardisierung. Wichtige Entwicklungsbereiche sind zum Beispiel die Echtzeitsimulation der komplexer werdenden Systeme, die Entwicklung einer geeigneten IT-Infrastruktur sowie intelligente Netzführungssysteme.

Damit auch Haushalte (Prosumer) eigene dezentrale Anlagen systemdienlich betreiben können, muss die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie niedrigschwellig nutzbar sein. Eine weitere Voraussetzung: Nur wenn Geräte und Anlagen verschiedener Hersteller kompatibel sind (Interoperabilität), kann die Technik „massenfähig“ werden und zur Automatisierung beitragen.

Nutzerfreundlichkeit

Je dezentraler das System, desto mehr Akteure sind beteiligt und desto wichtiger werden die Schnittstellen zwischen Technik und Nutzern. So ist insbesondere bei Technologien für Haushalte und Prosumer darauf zu achten, dass durch IKT die Komplexität in der Nutzung möglichst verringert und nicht erhöht wird. Dazu können beispielsweise verbesserte Plug-&-Play-fähige Geräte sowie eine vollautomatisierte Konfiguration und Integration in bestehende IKT-Ökosysteme beitragen.

Trotz aller Bemühungen, die Technik nutzerfreundlich zu gestalten, wird das Energiesystem gerade durch die Sektorenkopplung komplexer, sodass verschiedene Akteursgruppen umfangreiches Wissen aufbauen müssen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für zukünftige IKT-Systeme sind Datenschutzfragen. Da diese unabhängig von der zentraleren oder dezentraleren Ausgestaltung des Energiesystems sind, werden sie hier nicht diskutiert.

Resilienz und IT-Security

Technische Lösungen sollten darauf abzielen, die Robustheit und Resilienz (siehe Abschnitt 4.1.8) des Systems zu erhöhen. Neben Datenschutzaspekten kann auch die (empfundene) Sicherheit neuer Technologien ausschlaggebend für deren Akzeptanz sein. Sowohl im Technikdesign als auch in der Technikkommunikation sollten diese Aspekte daher ausreichend berücksichtigt werden.

Die Gewährleistung der IT-Security wird zukünftig eine große Herausforderung sein. Zwar sind für große Netzbetreiber und große, auch virtuelle Kraftwerke (ab 420 Megawatt) bereits umfangreiche Maßnahmen gesetzlich und regulatorisch vorgeschrieben und werden permanent weiterentwickelt, doch weisen Konzepte für die IT-Security einer Energiewelt in der Zeit des Internets of Things noch Lücken auf. Auch wenn es vorrangige Aufgabe sein wird, Cyberangriffe auf das vernetzte Energiesystem

abzuwehren, muss allen Beteiligten klar sein, dass es immer Sicherheitslücken geben wird, die von Angreifern erfolgreich genutzt werden können. Die Fähigkeit zum autonomen Betrieb, Künstliche Intelligenz und die Verarbeitung lokalen Wissens über Systemzustände versprechen hier Lösungen auf technischer Ebene.

Der Trend zu Monopolen in der IKT schafft ein besonders ernst zu nehmendes Risiko. Ein homogen aufgebautes System reduziert die Resilienz, da das Auftreten sogenannter „Common Cause Failures“¹⁰⁶ begünstigt wird. Verwendet beispielsweise ein Großteil der Prosumer eine baugleiche Regelungseinheit für ihre Anlagen, erleichtert dies potenziellen Cyberkriminellen, sich Informationen und letztlich die Kontrolle über einen Großteil des Systems zu verschaffen. Besonders problematisch sind in dieser Hinsicht grundlegende Komponenten mit Schnittstelle zum Internet, für die es keine Sicherheitsstandards gibt.

Das Risiko, dass sich „Monokulturen“ herausbilden, ist in einem dezentraleren System wahrscheinlich größer als in einem zentraleren. Dies bedeutet aber nicht unbedingt eine grundsätzlich höhere Unsicherheit: So lassen sich Fehler in einem solchen System schneller entdecken und beheben, während eine sehr heterogene IKT eine große Akteursvielfalt voraussetzt – also einen noch schärferen Wettbewerb, in dem schnelle Markteinführung wichtig ist und entsprechend das Risiko unsicherer Lösungen steigt.

Das Zusammenwirken vieler einzelner Anlagen – wobei jeder Einzelne Betreiber den Einfluss seiner Anlage auf das Gesamtsystem für gering hält – lässt sich kaum kontrollieren und regulieren. Eine verbesserte Cybersecurity nicht nur auf System-, sondern vor allem auf Geräteebene ist daher eine unbedingte Voraussetzung für ein sicheres Energiesystem.

Generell profitiert auch ein zentral gesteuertes Gesamtsystem von einer Dezentralisierung der IKT-Logik. Durch Ertüchtigung dezentraler Anlagen für ein teilautonomes Verhalten kann die Resilienz zum Beispiel bei Kommunikationsausfällen deutlich verbessert werden.

Zusammenfassend erhöht Digitalisierung einerseits die Resilienz des Energiesystems, führt aber andererseits – unter anderem bei mangelnden Sicherheitsvorkehrungen – zu Vulnerabilitäten und macht das System daher anfälliger für Hackerangriffe.¹⁰⁷

Smart Meters

Unter „Smart Meter“ versteht man in Deutschland elektronische Messsysteme verbunden mit einer Kommunikationseinrichtung (auch „intelligente Messsysteme“, iMSys). Im Gegensatz zum alten mechanischen Ferraris-Zähler, der sich heute noch in den meisten Gebäuden findet und der in der Regel einmal im Jahr abgelesen wird, erlaubt ein intelligentes Messsystem eine häufigere Ablesung, da der digitale Zähler Viertelstundenwerte abspeichert und übermitteln kann. Verbunden mit einem Kommunikationsrückkanal würde dies flexible Strompreise für Haushalte ermöglichen, die beispielsweise die

¹⁰⁶ Dabei handelt es sich um Ausfälle mehrerer Komponenten oder Systeme, die als Folge einer einzelnen Fehlerursache oder eines einzelnen Ereignisses auftreten. Ihr Ausfallverhalten hängt also voneinander ab (Ausfälle aufgrund gemeinsamer Ursache).

¹⁰⁷ Der Handlungsbedarf im Themenfeld „Resilienz digitalisierter Energiesysteme“ wird in einer eigenen ESYS-Arbeitsgruppe untersucht.

Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom sowie Netzengpässe berücksichtigen (siehe Abschnitt 5.3.3: Netzentgelte).

Ein intelligentes Messsystem besteht aus einem elektronischen Messsystem, dem sogenannten „Smart Meter Gateway“ und einer Kommunikationsanbindung, die berechtigten Nutzern (zum Beispiel dem Energielieferanten) einen Zugriff erlaubt. Die Smart Meter Gateway kann auch mehrere Messgeräte anschließen und neben dem Ferraris-Zähler für den Strom gegebenenfalls auch Gas- und Wasserzähler ersetzen. Umfangreiche technische Vorschriften und eine Zertifizierung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) garantieren, dass es extrem schwer ist, die übermittelten Daten zu „hacken“. Darüber hinaus ermöglicht die Infrastruktur, auch andere Dienste, die besonderen Schutzbedarf haben, über diesen Kanal durchzuführen – der tendenziell unsicherere Internethausanschluss wird dabei vermieden. All dies und vieles andere ist im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende aus dem Jahr 2016 geregelt, das auch dafür sorgen soll, dass Verbraucherinnen und Verbraucher nicht mit Kosten belastet werden, die sie nicht tragen wollen. Europarechtliche Grundlage sind die dritten Binnenmarkt-Richtlinien Strom und Gas (2009/72/EU und 2009/73/EU). Die Zählerinfrastruktur soll in den nächsten Jahrzehnten ausgerollt werden. Ohne Kundenzustimmung wird weiterhin nur einmal im Jahr ein gesamelter Messwert von dem intelligenten Messsystem nach außen gesendet.

Auch wenn in puncto Sicherheit sicher hohe Maßstäbe angelegt wurden, gibt es bezüglich einiger Punkte Kritik:

Datenschutz: Auch wenn das System in der Datenübermittlung sehr sicher ist, werden die Kundinnen und Kunden letztlich gezwungen, ihre Daten elektronisch genau von einem Gerät oder System erfassen zu lassen – und letztlich ist jedes Gerät hackbar. Außerdem zeigen viele Erfahrungen mit der Umsetzung von Datenschutzstandards im Internet, dass Mehrwertdienste („Apps“, soziale Netzwerke usw.) oft mit überaus intransparenten Datenschutzbestimmungen einhergehen und zudem wenig individuell differenzierte Einstellungsmöglichkeiten bieten. So ist man als Verbraucherin oder Verbraucher oft gezwungen, sämtlichen Datensammelabsichten des Anbieters zuzustimmen. Die dabei ermittelten und gesammelten Stromverbrauchsdaten geben einige, oft höchst intime Informationen über die Bewohnerinnen und Bewohner eines Haushalts preis – insbesondere, wenn diese Daten mit Daten aus anderen Quellen verknüpft und mit Künstlicher Intelligenz analysiert werden. Angesichts dieser, allerdings nicht nur auf Smart Meter bezogenen Bedenken stellt sich die Frage, ob und wie die informationelle Selbstbestimmung unter den Bedingungen des gegenwärtigen Standes der Digitalisierung sichergestellt werden kann.

Sicherheit: Ob die Sicherheit der intelligenten Messsysteme tatsächlich zu einer erhöhten systemischen Sicherheit führt, wird von vielen Expertinnen und Experten angezweifelt. Dies liegt nicht nur daran, dass eben außerhalb der Übermittlungsstrecke der Daten oft ganz andere „Sicherheitsstandards“ herrschen – kleine Stadtwerke schicken etwa die Stromverbrauchsdaten zum Teil noch unverschlüsselt per E-Mail. Auch der Prozess der Zertifizierung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik scheint zu schwerfällig: So wird nicht nur die technische Richtlinie durch die Behörde erarbeitet, was eine lange Zeit in Anspruch genommen hat, sondern es wird auch die Zertifizierung von der Behörde vorgenommen. Dies führt dazu, dass bis heute der vom Gesetz geforderte Rollout kaum begonnen hat, da noch nicht genügend Geräte zertifiziert sind. Es ist zu befürchten, dass dies zu einem verengten unattraktiven Markt führt, der wenig innovativ ist, zu nationalen (teuren) Oligopolen führt und dass neue Bedrohungen und Sicherheitslücken nicht schnell genug in aktualisierten Richtlinien und Zertifizierungen berücksichtigt werden können. Bei den Mehrwertdiensten ergibt sich ein ähnliches Problem: Neue Funktionalitäten im Bereich Energie- oder sonstige Dienstleistungen, die ebenfalls wichtig sind für die Energiewende, werden durch starre Prozesse ausgebremst. Zudem besteht die Gefahr, dass diese neuen Funktionalitäten, um die langwierigen Zertifizierungsprozesse zu vermeiden, ohne jede sicherheitstechnische regulatorische Vorgabe über das offene Internet kommunizieren.

Versorgungssicherheit: Aus ähnlichen Gründen kann das bisherige Zertifizierungsverfahren auch die Versorgungssicherheit schwächen. Übernimmt ein innovativer Energiedienstleister der Digitalwirtschaft zukünftig das Energiemanagement von Haushalten etwa mit Hausspeichern, Laden von Elektrofahrzeugen,

Wärmepumpen und PV-Anlagen, hat er die Möglichkeit, einige Gigawatt elektrische Leistung zu beeinflussen. Bringen Cyberkriminelle dieses System unter ihre Kontrolle, kann das die Versorgungssicherheit gefährden. Eine Infrastruktur intelligenter Messsysteme könnte dieses Risiko reduzieren. Allerdings besteht auch hier die Gefahr, dass der Energiedienstleister auf das weniger sichere offene Internet ausweicht, da es in der Digitalökonomie eine herausragende Rolle spielt, mit einem Produkt als erster im Markt zu sein. Würde man andererseits diesen Weg über das Internet per Regulierung verbieten, die träge Struktur intelligenter Messsysteme also auch hier vorschreiben, würde ein Teil der Energiewende, der besonders gut geeignet ist, die Gesellschaft einzubinden, frühzeitig abgewürgt.

Übrigens: Ein Angriffsszenario über die Smart Meter, wie im Roman „Blackout“¹⁰⁸ beschrieben, ist in Deutschland so eins zu eins nicht möglich – die hier geplanten Smart Meter können im Standardfall nur messen, nicht schalten.

4.1.7 Koordinationsebene

Durch die fluktuierende Einspeisung von Windenergie- und Solarstrom wird der Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung im zukünftigen Energiesystem anspruchsvoller. Systemdienstleistungen, die heute durch Kohle- oder Gaskraftwerke bereitgestellt werden, müssen künftig zunehmend von Erneuerbare-Energie-Anlagen und Speichern erbracht werden. Dazu gehört unter anderem der unmittelbare Ausgleich von Frequenzschwankungen im Netz, der heute durch die Trägheit der Schwungmasse rotierender Kraftwerksturbinen und Generatoren physikalisch geschieht (Momentanreserve). Hinzu kommt die Bereitstellung von Primärregelleistung, die kurzfristige Laständerungen innerhalb weniger Sekunden abfedert. Auch die zunehmende Anzahl an Schnittstellen zwischen Stromerzeugung, Gasnetz, Wärme- und Verkehrssektor (Sektorenkopplung) machen das zukünftige Energiesystem komplexer.

Diese Herausforderungen gelten sowohl für zentraler als auch für dezentraler ausgerichtete Systeme. **Je dezentraler** das System ist, **desto anspruchsvoller** wird es jedoch, die Vielzahl dezentraler Erneuerbare-Energie-Anlagen, Speicher und flexibler Verbraucher zu koordinieren. Verfügen beispielsweise Haushalte über eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher, eine Wärmepumpe mit Wärmespeicher und ein Elektroauto, haben sie prinzipiell die Möglichkeit, durch lokales Lastmanagement das Netz zu entlasten. Dies erfordert allerdings eine prognosebasierte, systemdienliche Betriebsweise der Anlagen. Werden die Anlagen hingegen, wie aktuell üblich, primär mit dem Ziel betrieben, einen möglichst hohen Anteil des erzeugten Stroms selbst zu verwenden, ohne die Erfordernisse des übergeordneten Systems zu beachten, können die dezentralen Anlagen den Netzausbaubedarf erhöhen.¹⁰⁹ Es ist daher wichtig, Anreize für einen systemdienlichen Betrieb dezentraler Anlagen zu setzen (vergleiche Kapitel 5.1).

In einem vernetzten System mit dezentralen Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten ist eine **Regelungshierarchie** erforderlich, die sowohl lokalen als auch überregionalen Ausgleich berücksichtigt und die überregionale Randbedingungen in das lokale Lastmanagement integriert. Dabei wird auch die Regelung von Verbänden innerhalb gegebener Netzstrukturen, zum Beispiel virtuelle Kraftwerke, wichtiger. Je größer die Anzahl vorhandener dezentraler Anlagen, desto stärker muss die Leistungsbilanz zukünftig über die Verteilnetze (statt wie bisher durch das Übertragungsnetz) ausgeglichen werden. Hierfür sind bei den Verteilnetzbetreibern die entsprechende Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Expertise aufzubauen.

¹⁰⁸ Elsberg 2012.

¹⁰⁹ Szenarien (zum Beispiel WWF 2018-1) untersuchen teilweise einen nicht-systemdienlichen Eigenverbrauch.

4.1.8 Resilienz

Um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss das Energiesystem resilient sein. Ein **resilientes System** ist in der Lage, seine Funktionsfähigkeit auch unter hoher Belastung aufrechtzuerhalten oder nach Versagen schnell wieder ein akzeptables Maß an Funktionsfähigkeit zu erlangen und aus solchen Vorgängen zu lernen.¹¹⁰ Es kann die schädlichen Auswirkungen aller möglichen Einwirkungen verkraften, ohne zu kollabieren.¹¹¹ Zu den möglichen Einwirkungen zählen einerseits „Schocks“ wie Komponentenausfälle, Einwirkungen von außen wie Erdbeben oder Extremwetterereignisse, Netzüberlastungen oder Cyberattacken (siehe Abschnitt 4.1.6), andererseits „schleichende Prozesse“ wie Materialermüdung.

Im Hinblick auf die Resilienz sind die Trends zur Sektorenkopplung und Dezentralität im Energiesystem differenziert zu bewerten. Schnittstellen zum Wärme- und Verkehrssektor, Speicher und Demand-Side-Management erhöhen zwar die Komplexität, aber auch die Heterogenität und Modularität des Systems. Während dies einerseits die Möglichkeit von abrupten Zusammenbrüchen mindern könnte, könnte andererseits die komplexe Struktur und Betriebsführung heterogener Netze die Störanfälligkeit im Vergleich zu einer zentralen Netzstruktur erhöhen.¹¹²

Unter der Annahme, dass sich kleinere Einheiten besser überwachen und steuern lassen und Notfallmaßnahmen samt Ressourcen besser geplant werden, könnte Dezentralität die Resilienz des Systems erhöhen. Um die eigene Störanfälligkeit dezentraler Systeme sowie das Schadensausmaß bei Störungen und Ausfällen möglichst gering zu halten, ist es vorteilhaft, wenn dezentrale Systeme in der Lage sind, sich vom übergeordneten System abzukoppeln („stand-alone mode“) und zeitgerecht wieder anzukoppeln („grid connected mode“).¹¹³ Zu den Mehrkosten solcher Systeme besteht Forschungsbedarf, um den Gewinn an zusätzlicher Sicherheit gegen die Kosten abwägen zu können.

Wird ein Teilnetz im Zuge eines Fehlerfalls vom übrigen Netz getrennt, so wirken sich interne Fehler umso stärker aus, je kleiner das isolierte Netz ist. Es sind jedoch nur wenige Verbraucher betroffen. Bei dezentralen Strukturen werden mehr Ausfälle pro Jahr erwartet, wobei aber die durch den Ausfall fehlende Energiemenge kleiner ist. Das heißt, die Störanfälligkeit könnte zwar lokal zunehmen. Das Risiko von Kaskaden, die sich auf das deutschlandweite oder gar europäische Gesamtsystem auswirken, bleibt jedoch gering.

Entscheidend ist, dass durch **intelligente Betriebsführung** im Netz das Ab- und Ankoppeln verschiedener Netzbereiche gut koordiniert wird. Ist dies gegeben, kann ein möglichst hohes Maß an lokaler Handlungsfähigkeit die Resilienz des Gesamtsystems erhöhen.

Ein rein dezentral agierendes System ohne zentrale Koordinierungselemente hingegen ist wesentlich schwieriger resilient zu gestalten. Die Herausforderung liegt darin, dass sich die dezentral agierenden Teilsysteme nicht gegenseitig so beeinflussen,

¹¹⁰ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-3, S. 6.

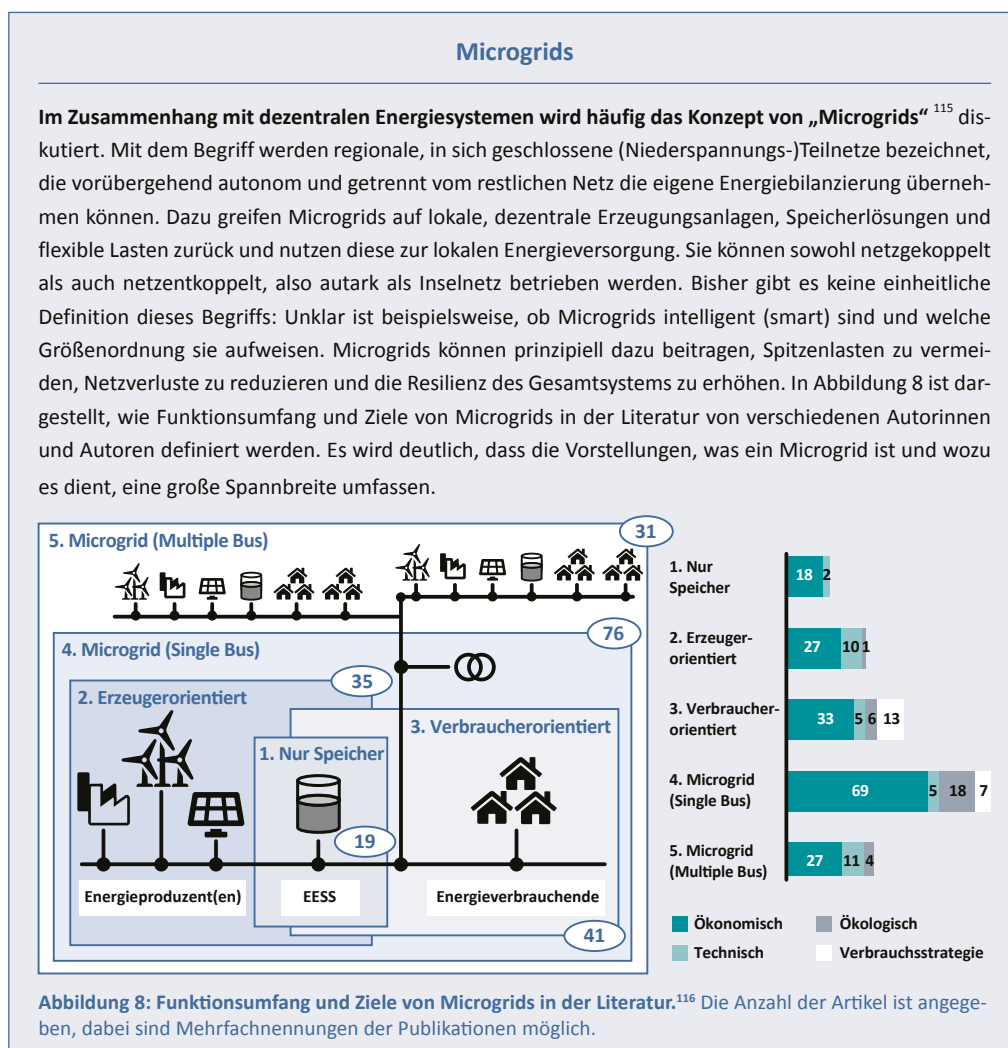
¹¹¹ Kröger 2017, S. 52.

¹¹² Aus der Systemtheorie ist bekannt, dass eng gekoppelte Systeme störanfälliger sind als lose gekoppelte Systeme. Entsprechende Puffer als Entkopplungsoptionen sind mit Blick auf die Resilienz vorzuhalten.

¹¹³ Siehe Box „Microgrids“.

dass sie die Stabilität des Gesamtsystems gefährden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich durch das Zusammenwirken verschiedener Fehler auf das System sehr komplexe Effekte ergeben können (sogenannte Emergenz). Die Stabilität des Gesamtsystems muss durch geeignete verteilte Algorithmen zur Zustandseinschätzung und Steuerung selbst in Ausnahmesituationen wie beispielsweise bei Cyberattacken gewährleistet sein. Die Umsetzung solcher Algorithmen mit der notwendigen Zuverlässigkeit ist eine besondere Herausforderung eines vollständig dezentralen Ansatzes.

Insgesamt können Sicherheit, Störanfälligkeit und Resilienz zukünftiger – insbesondere dezentraler – Energiesysteme bisher nur unzureichend bewertet werden. **Forschungsbedarf** besteht unter anderem zu Analysenmethoden, um das komplexe Verhalten nach seltenen Ereignissen und Ereigniskombinationen einschließlich Attacken und Manipulationen erfassen zu können. Generell ist jedoch **anzunehmen, dass sich die Verwundbarkeit des Energiesystems durch Digitalisierung deutlich erhöht**. Auch die volkswirtschaftlichen Kosten im Schadensfall eines großflächigen und langanhaltenden Blackouts dürften sehr hoch ausfallen.¹¹⁴ Aus diesen Gründen sollte dem Thema Resilienz bei der Bewertung der Systemarchitektur des zukünftigen Energiesystems eine hohe Bedeutung zugemessen werden.



114 Hirschl et al. 2018.

115 Zum Beispiel Hirsch et al. 2018, VDE 2013, Siemens 2019, Industry of Things 2016, Handelsblatt 2019-1.

116 Weitzel/Glock 2018.

4.2 Ökonomische Perspektive

4.2.1 Einordnung ökonomischer Aspekte

Das energiepolitische Zieldreieck beinhaltet neben Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit die Wirtschaftlichkeit als eines der wesentlichen Ziele der Energiewende. Die Ökonomie versucht aufzuzeigen, wie die Energiewende möglichst kosteneffizient beziehungsweise kostengünstig gestaltet werden kann. Die Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems ist daher auch im Spannungsfeld zentralerer oder dezentralerer Ausgestaltungen des Energiesystems ein Leitmotiv und Ziel. Darüber hinaus gilt es, weitere Aspekte zu berücksichtigen, die sich einer einfachen Quantifizierung in Kostengrößen entziehen, etwa Veränderungen im Landschaftsbild.

Die **Gesamtsystemkosten** in Energiesystemstudien werden als Summe sämtlicher Kosten der Elemente der Stromversorgung (sowie teilweise auch der Wärmeversorgung und des Verkehrssektors) berechnet. Sie beinhalten fixe und variable Kosten von Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Energie und gegebenenfalls weiterer Systemelemente, beispielsweise Speicher zur Bereitstellung erforderlicher Flexibilität. Volkswirtschaftlich-technische Optimierungsrechnungen in Energiesystemmodellen führen größtenteils zu dem Ergebnis, dass **die Gesamtsystemkosten in zentraleren Systemen niedriger als in dezentraleren Systemen sind**, wenngleich diese Unterschiede oft gering ausfallen.¹¹⁷ Zentralere Systeme zeichnen sich durch große Erzeugungseinheiten, einen hohen Vernetzungsgrad und eine weitläufige Netzinfrastruktur aus. Geringere Investitionskosten pro installierter Kraftwerksleistung und Skaleneffekte machen die Erzeugung von Strom in Großkraftwerken kosteneffizienter als in kleinen Erzeugungseinheiten. Außerdem gleichen sich in größeren Gebieten wetterbedingte Schwankungen in der Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom besser aus.

Jedoch stellen die zugrunde liegenden Energiesystemmodelle eine Abstraktion der Realität dar. Bei Vergleichen und Schlussfolgerungen müssen daher die entsprechenden vereinfachenden Annahmen berücksichtigt werden. Vor allem gilt, dass die „dezentralen Szenarien“ in den vorliegenden Studien keine umfassende Dezentralität (wie in Tabelle 1 beschrieben) abbilden. Meistens wird nur beispielsweise eine lastnähere Verteilung der Windenergieanlagen oder ein erhöhter Anteil an PV-Dachanlagen untersucht. Zudem gehen die Studien auch in „dezentralen Szenarien“ meist von einer starken Vernetzung aus. Die Auswirkungen eines systemdienlichen Betriebs dezentraler Anlagen werden meist nicht berücksichtigt. Zu vielen Aspekten dezentraler Energiesysteme lassen sich basierend auf den vorliegenden Szenarien daher keine verlässlichen Kostenaussagen treffen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die in den Modellen verwendete Definition der Gesamtkosten nicht alle volkswirtschaftlich relevanten Aspekte umfasst. Einflüsse wie Umweltauswirkungen, Auswirkungen auf das Landschaftsbild und Belastungen von Anwohnerinnen und Anwohnern, die als externe Kosten interpretiert werden können, sind darin zunächst nicht berücksichtigt. Durch den Vergleich verschiedener Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen (zum Beispiel zur maximal zulässigen Beanspruchung von Landschaft) können diese Aspekte in die Bewertung einbezogen werden. Die Untersuchung einer größeren Bandbreite von Szenarien in Energiesystemstudien und eine stärkere Einbeziehung der Externalitäten bei der Ergebnisinterpretation könnte

¹¹⁷ Siehe Kapitel 3 sowie Hanson 2020.

eine bessere Grundlage für den Vergleich zentralerer und dezentralerer Energiesysteme schaffen. Hier besteht Forschungsbedarf.¹¹⁸

In der Gesamtschau lassen die vorliegenden Energiesystemstudien – trotz der beschriebenen Wissenslücken zu den Kosten umfassend dezentraler Energiesysteme – vermuten, dass eine dezentralere Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems zu höheren Kosten führt.

4.2.2 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien sind in den vergangenen Jahren stark gesunken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Stromgestehungskosten stark standortabhängig sind und die Positionierung des Anlagenparks einen erheblichen Einfluss auf die Gesamterzeugungskosten hat. Für den Energieertrag von PV-Anlagen ist die horizontale Globalstrahlung am Standort entscheidend, für Windenergieanlagen die Windstärke.

Dieser **Standorteffekt** ist bei Windenergieanlagen stärker ausgeprägt als bei PV-Anlagen, da mit den Windstärken ebenfalls die erreichbaren Volllaststunden erheblich variieren. Beispielsweise liegen die Stromgestehungskosten einer 2018 in Süddeutschland errichteten PV-Freiflächenanlage zwischen 3,7 und 5,0 Cent pro Kilowattstunde, während diese für eine neue Windenergieanlage an einem küstennahen Starkwindstandort mit 3.200 Volllaststunden zwischen 4,0 und 4,9 Cent pro Kilowattstunde betragen. An ungünstigeren Standorten fallen die Stromgestehungskosten jedoch deutlich höher aus. Für eine 2018 in Norddeutschland errichtete PV-Freiflächenanlage betragen sie zwischen 5,1 und 6,8 Cent pro Kilowattstunde und können sich für eine Windenergieanlage an einem windärmeren Standort auf bis zu 8,2 Cent pro Kilowattstunde belaufen.¹¹⁹ Ein Gas- und Dampfkraftwerk weist Stromgestehungskosten zwischen 7,8 und 10,0 Cent/kWh auf, dabei ist die Stromerzeugung jedoch im Gegensatz zu Wind- und Solaranlagen flexibel steuerbar.¹²⁰

Innerhalb einer Technologiegruppe bestehen jedoch nach wie vor erhebliche **Kostennachteile von sehr dezentralen Technologievarianten**. Das gilt sowohl für erneuerbare als auch für konventionelle Erzeugungstechnologien. So liegen die Stromgestehungskosten einer kleinen PV-Dachanlage in Süddeutschland zwischen 7,2 und 8,4 Cent pro Kilowattstunde.¹²¹ Auch für Erdgas- und Biogas-Blockheizkraftwerke sinken die Kosten, je größer die Anlagen sind.¹²² Denn größere Anlagen weisen geringere Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung auf und können kosteneffizienter instand gehalten und gewartet werden.

Bereits jetzt **liegen demnach die Stromgestehungskosten der kostengünstigsten erneuerbaren Technologien unter denen konventioneller**

¹¹⁸ Die Berücksichtigung umfassender Dezentralität in den Modellen würde allerdings einen sehr hohen Detaillierungsgrad erfordern und daher sowohl datenseitig als auch rechentechnisch zu großen Herausforderungen führen.

¹¹⁹ Fraunhofer ISE 2018.

¹²⁰ Fraunhofer ISE 2018. (Hier wird davon ausgegangen, dass sich zukünftig die CO₂-Zertifikatspreise und die Brennstoffpreise für Steinkohle und Gas erhöhen.)

¹²¹ Fraunhofer ISE 2018.

¹²² ASUE 2011.

Anlagen.¹²³ Das gilt sowohl für größere PV-Anlagen an strahlungsintensiven Standorten als auch für Windenergieanlagen an windreichen Standorten an Land.¹²⁴ Entsprechend ist es bereits heute so, dass abgesehen von KWK-Anlagen fast keine konventionellen thermischen Kraftwerke mehr in Deutschland geplant werden.¹²⁵ Die grundsätzlichen Kostenvorteile größerer Anlagen gegenüber kleineren Anlagen bleiben jedoch auch in zukünftigen Systemen bestehen. So wird beispielsweise erwartet, dass die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2035 zwischen 2,2 und 3,9 Cent pro Kilowattstunde liegen und diejenigen von PV-Dachanlagen zwischen 4,2 und 6,7 Cent pro Kilowattstunde.¹²⁶ Im Hinblick auf die Gesamtsystemkosten wären **kleinere Anlagen** also nur dann sinnvoll, **wenn sie in erheblichem Maße zur Einsparung von Kosten an anderer Stelle beitragen können**, zum Beispiel, indem sie den Netzausbaubedarf reduzieren.¹²⁷

4.2.3 Akteursstruktur aus ökonomischer Perspektive

Renditeerwartungen, Fremdkapital- und Eigenkapitalanteil sowie Fremdkapitalzins variieren zwischen verschiedenen Gruppen von Investoren. Vor diesem Hintergrund sind als identisch angenommene Kapitalkosten für unterschiedliche Technologien in Gesamtsystemstudien kritisch zu hinterfragen. So haben Kleininvestoren in der Regel geringere Renditeerwartungen als institutionelle Investoren.¹²⁸ Die Kostenvorteile der dadurch niedrigeren Kapitalkosten reichen allerdings nicht aus, um die Mehrkosten kleinerer Anlagen zu kompensieren.

Dennoch gibt es zwei Aspekte, die aus ökonomischer Sicht zu bedenken sind, wenn es um die Rolle von dezentralen Anlagen in der zukünftigen Elektrizitätsversorgung geht. Zum einen fließen in die Investitionsentscheidungen von Privatinvestoren neben Renditeüberlegungen auch nicht-monetäre Aspekte¹²⁹ ein, sodass zumindest bei der aktiven Gruppe der Privatinvestoren die errichteten Erzeugungsanlagen weniger Rendite erzielen müssen als Erzeugungsanlagen, die von institutionellen Investoren wie Versicherungsgruppen und Infrastrukturfonds finanziert werden. Und diese Privatinvestoren bringen Investitionskapital für die Energiewende auf, das andernfalls wahrscheinlich nicht zur Verfügung stünde.¹³⁰ Zum anderen ist zu bedenken, dass bei den in Energieszenarien ausgewiesenen Flächenpotenzialen für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen ein erhebliches **Risiko** der Nichtrealisierbarkeit aufgrund **lokaler Widerstände** besteht. Aus ökonomischer Perspektive formuliert: Die negativen externen

123 Die errechneten Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke sind stark von den erzielbaren Volllaststunden abhängig. Eine Erhöhung der Volllaststunden kann die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke verringern, falls die Marktsituation dies zulässt (Fraunhofer ISE 2018).

124 Fraunhofer ISE 2018.

125 Andererseits ist zu beachten, dass die Stromerzeugung bei PV- und Windenergieanlagen dargebotsabhängig erfolgt, während sie bei konventionellen Kraftwerken und Biomasse-Anlagen steuerbar ist. Dieser Flexibilitätsvorteil steuerbarer Anlagen wird in den Stromgestehungskosten nicht abgebildet. Für eine detaillierte Bewertung der Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Anlagen ist daher die Berücksichtigung des Systemkontexts erforderlich.

126 Fraunhofer ISE 2018.

127 Dies ist eine volkswirtschaftliche, normative Aussage im Hinblick auf die Erreichung des politischen/gesamtschaftlichen Ziels der Kosteneffizienz. Deskriptiv ist zu beobachten, dass sehr wohl kleinere, teurere Anlagen zugebaut werden (siehe auch Karneyeva & Wüstenhagen 2017). Dies ist sowohl auf die Vielfalt der beteiligten Akteure, deren Präferenzen und Renditeerwartungen zurückzuführen (siehe den folgenden Abschnitt) als auch auf staatliche Regelungen, die die Wirtschaftlichkeit von Investitionen unterschiedlicher Akteure beeinflussen – zum Beispiel die Regelungen zum Eigenverbrauch/Prosuming (siehe Abschnitt 4.2.5).

128 Siehe etwa Helms et al. 2015.

129 Diese nicht-monetären Aspekte können unter anderem das Interesse an Technik, Unabhängigkeitsbestrebungen von Energieversorgern, aber auch die Bereitschaft, die Energiewende persönlich voranzutreiben, umfassen.

130 Dabei wird implizit davon ausgegangen, dass eine solche Kapitalverwendung gesamtgesellschaftlich wünschenswerter ist als alternative Verwendungen (zum Beispiel die Investition in Immobilien oder Aktien). In der aktuellen weltwirtschaftlichen Lage, insbesondere in der andauernden Niedrigzinsphase, scheint Kapitalknappheit kein wesentliches Hemmnis für Investitionen zu sein.

Effekte von großen Windenergie- und Solaranlagen, zum Beispiel durch Beeinträchtigungen des Landschaftsbilds, werden in technisch-ökonomischen Systemmodellen nicht oder allenfalls annäherungsweise berücksichtigt. Der **dezentrale Ausbau der Erneuerbaren**, insbesondere von PV-Dachflächenanlagen, könnte unter Berücksichtigung dieser externen Effekte **vorteilhafter** sein – auch weil er das Risiko reduziert, dass die Klimaschutzziele aufgrund lokaler Widerstände gegen den Ausbau der erneuerbaren Energien verfehlt werden. Die Erschließung dieser Potenziale könnte daher nicht nur eine wirtschaftlich interessante und risikoarme Investitionsmöglichkeit für Bürgerinnen und Bürger sein, sondern auch die Akzeptanz und Beteiligung an der Energiewende stärken und zudem positive regionale Wirtschaftseffekte hervorrufen.

4.2.4 Flexibilität aus ökonomischer Perspektive

Das zukünftige Energiesystem wird statt konventioneller Kraftwerke neue Formen kurzfristiger und langfristiger Flexibilität benötigen. **Die Bereitstellung der nötigen Flexibilität ist in einem zentraleren System in der Regel kostengünstiger**, da Synergien zwischen entfernten Standorten genutzt werden können. In einem zentraleren und räumlich größer angelegten System werden sich wetterbedingte Schwankungen in der Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen teilweise ausgleichen.¹³¹ Hingegen müssen in einem kleinteiligeren und damit dezentraleren System mit nur begrenzten überregionalen Verbindungen die lokalen Reservekapazitäten erhöht werden – deren Vorhaltung erhöht die Gesamtsystemkosten. Die Kosten für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit umfassen somit einen höheren Anteil der Gesamtsystemkosten in einem dezentraleren System. Batteriespeicher, Elektroautos und Wärmepumpen mit Wärmespeichern können kurzzeitige Flexibilität zwar sehr dezentral bereitstellen. Doch zum einen ist aktuell nicht sichergestellt, dass diese Flexibilität im Sinne des Gesamtsystems genutzt wird. Zum anderen reichen diese kurzzeitigen Flexibilitätstechnologien nicht aus, um saisonale oder auch nur mehrtägige Schwankungen der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen (Stichwort Dunkelflaute) auszugleichen. Reduziert sich der Bedarf an zentral installierter Flexibilität wie Gasturbinen und Netzkapazitäten durch die Installation dezentraler Flexibilitäten nicht oder nur wenig, ergibt sich aus volkswirtschaftlicher Sicht ein **Effizienzproblem**, da vorhandene Ressourcen nicht optimal genutzt werden.

4.2.5 Prosuming

Für einen Prosumer-Anlagenbetreiber ist Eigenverbrauch dann wirtschaftlich, wenn die Vergütung für den eingespeisten Strom unterhalb des jeweiligen Strombezugspreises (abzüglich der auf eigenverbrauchten Strom zu zahlenden Abgaben) liegt.¹³² Für PV-Dachanlagen in Deutschland ist in den letzten Jahren die Netzeinspeisung wirtschaftlich weniger attraktiv geworden, da die EEG-Vergütungssätze gesunken sind.¹³³ Daher setzt vor allem Eigenverbrauch in diesem Segment ökonomische Anreize für die Errichtung neuer Erzeugungsanlagen.¹³⁴ Allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit stark von der Dimensionierung der Anlagen (PV-Anlage mit oder ohne Speicher) sowie von

¹³¹ DWD 2018.

¹³² Schill et al. 2017.

¹³³ Im Jahr 2009 lag die Vergütung für Anlagen kleiner 30 Kilowatt bei 43 Cent/kWh, im Jahr 2012 für Anlagen kleiner 10 Kilowatt bei 24 Cent/kWh und im Jahr 2019 bei etwa 11 Cent/kWh. Etwa seit dem Jahr 2012 liegt die EEG-Vergütung unterhalb des Endkundenpreises.

¹³⁴ Eine andere Anreiz- beziehungsweise Finanzierungsvariante von privaten, netzgekoppelten Energieanlagen ist das sogenannte Net Metering, das zum Beispiel in den USA und in den Niederlanden praktiziert wird. Dabei wird die Einspeisung einer eigenen Anlage durch einen rückwärts laufenden Zähler am Ende des Abrechnungszeitraums bilanziell durch den geringeren Strombezug refinanziert. Dieser Ansatz schafft Anreize zum Anlagenzubau und zur Einspeisung ins Netz, nicht jedoch für netzdienliches Verhalten und Speicherezubau.

den zugrunde liegenden Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung ab. Aktuelle Studien kommen zum Ergebnis, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen **größere PV-Dachanlagen** bei Einfamilienhäusern **wirtschaftlicher** sind als kleinere, obwohl der Eigenverbrauchsgrad geringer ist.¹³⁵ Auch für andere Technologien wie Mikro-KWK in Haushalten, aber auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oder in der Industrie ist Eigenverbrauch bereits ein wichtiges Motiv zur Errichtung von Energieanlagen.

Aus gesellschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Sicht stellt die **Förderung des Prosumings** neben dem Einsatz privaten Kapitals für die Energiewende eine Möglichkeit dar, die verfügbaren Dachflächenpotenziale zu erschließen, Akzeptanz zu stärken und die Bereitstellung dezentraler Flexibilität zu ermöglichen. Der Think-tank Agora Energiewende betont allerdings, dass die Optimierung einer Anlage für die Eigenversorgung dazu führen kann, dass Anlagen im Vergleich zur verfügbaren Dachfläche relativ klein dimensioniert werden und somit erhebliches Potenzial verfügbarer Dachfläche für die Energiewende verloren geht.¹³⁶ Dies scheint gemäß den oben genannten Studien aktuell nicht der Fall zu sein, könnte allerdings eintreten, wenn die Förderung des Eigenverbrauchanteils relativ noch bedeutsamer wird.¹³⁷

Bei der aktuellen Finanzierung der Netzkosten, Umlagen und Steuern kann ein steigender Anteil des Eigenverbrauchs zudem zu einer Schieflage beziehungsweise zur Mehrbelastung für die Allgemeinheit führen. Denn in dem Fall tragen weniger Akteure die Entgelte und Umlagen, die mit dem Strompreis gezahlt und genutzt werden, um den Ausbau der Erneuerbaren, die Stromnetze sowie den Erhalt der Versorgungssicherheit zu finanzieren. Dieses Problem entsteht aktuell in größerem Maß durch Eigenverbrauch in der Industrie.¹³⁸ Bei einem starken Ausbau von Solaranlagen mit hohem Anteil von Eigenverbrauchsanlagen ist dies perspektivisch jedoch bei PV-Anlagen ebenfalls ein relevantes Problem – vor allem da die vermiedenen Netz- und sonstigen Kosten pro Kilowattstunde bei kleinen Anlagen in der Regel deutlich höher sind. Ein übermäßiger Anreiz zum Eigenverbrauch und die damit einhergehenden negativen Umverteilungseffekte können jedoch gegebenenfalls durch eine Umgestaltung der Entgelte und Umlagen begrenzt werden.

Eine weitere Herausforderung ist zudem, dass sich die Anlagen aktuell an der Eigenoptimierung und nicht an zentralen Systemknappheitssignalen orientieren und es bislang **wenig Anreize für systemdienliche Betriebsmodi** und die Bereitstellung von Flexibilität gibt. Erste Ansätze, über das Fördersystem systemdienliches Verhalten anzureizen, existieren bereits. Es ist nach aktuellem Erkenntnisstand aber fraglich, ob diese Ansätze ausreichend sind, wenn sich der Anteil der Prosumer-Anlagen erhöht und damit ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem steigen. Zukünftig muss sichergestellt werden, dass auch bei einem hohen Anteil an PV-Dachanlagen mit und ohne Speicher diese sich nicht negativ auf das Gesamtsystem auswirken. Effektive Instrumente müssen dementsprechend rechtzeitig entwickelt werden.

¹³⁵ Dietrich/Weber 2018; Bergner et al. 2019; Bergner/Quaschnig 2019.

¹³⁶ Agora 2017-1.

¹³⁷ Dies wird zum Beispiel der Fall sein, wenn der aktuell noch im EEG verankerte Ausbaudeckel für Photovoltaik von 52 Gigawatt erreicht wird und nur noch die Eigenverbrauchsförderung Anreize für den Zubau kleiner Anlagen setzt.

¹³⁸ Auch fossile Kraftwerke weisen einen Eigenverbrauch an Strom auf (zum Beispiel für den Betrieb von Speisepumpen oder Kohlemühlen). In Summe ist dieser mit dem industriellen Eigenverbrauch vergleichbar. Da der Kraftwerkseigenverbrauch zumindest teilweise aus dem Netz und nicht aus der Anlage selbst gedeckt wird, wäre eine Einbeziehung bei einer Neuregelung zumindest zu prüfen.

4.2.6 Netzkosten und Gesamtkosten

Auch der Netzausbau stellt einen erheblichen Kostenfaktor für die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems dar. Die Kosten des Übertragungsnetzes sind jedoch Studien zufolge langfristig weitgehend unabhängig von der Frage einer zentralen oder dezentralen Ausgestaltung des Energiesystems. Weitgehend Konsens ist vielmehr, dass sich der **Übertragungsnetzausbau** durch einen dezentralen Ausbau von Erzeugungs- und Flexibilitätstechnologien nicht vermeiden lässt, da er eine effiziente und kostengünstige Flexibilitätsoption darstellt. Der **Großteil der Kosten für Netzausbau** wird im **Verteilnetz** anfallen und diese Kosten werden nach Schätzungen der Arbeitsgruppe **in einem dezentraleren System deutlich höher** ausfallen.¹³⁹

Zwar reduziert eine dezentralere verbrauchsnahe Erzeugung verbunden mit entsprechenden Speichern potenziell die Kosten für Netzausbau. Diese Kosteneffekte sind aber aus verschiedenen Gründen begrenzt. Insbesondere sind Netzkosten im Wesentlichen kapazitätsgetrieben, was bedeutet, dass nicht der mittlere, sondern der maximale Stromaustausch mit anderen Regionen kostentreibend wirkt.¹⁴⁰ Die Aggregation zahlreicher Prosumer, deren Anlagen zeit- und wetterabhängig Energie einspeisen, gleicht diese Schwankungen teilweise aus.

In einem großen System sind die Nachfragespitzen im Verhältnis zur mittleren Nachfrage deutlich geringer als in einem kleinen System. Neben tendenziell höheren Erzeugungskosten stellen kleinere Systeme zudem höhere Anforderungen an die Regelung der Netze, was die Kosten ebenfalls erhöht. Neben der langfristigen Betrachtung ist im Zusammenhang mit dem Netzausbau jedoch auch die Zeitschiene relevant. Für den Zeithorizont bis 2030/35 kommen einige Studien zu dem Ergebnis, dass sich durch lastnäheren Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen, einen hohen Anteil von PV-Batterie-Haussystemen und eine stärkere Abregelung von Strom aus regenerativen Energiequellen der Netzausbaubedarf wesentlich – teilweise um bis zu 50 Prozent – reduzieren lässt. Bis 2050 würde sich die Summe des Netzausbaus in zentraleren und dezentraleren Szenarien aber wieder angleichen.¹⁴¹ Ein verstärkter dezentraler Ausbau der Erneuerbaren kann daher dazu beitragen, dass die Klimaschutzziele erreicht werden, selbst wenn der Ausbau der Übertragungsnetze weiterhin langsamer vorankommt als geplant. Insbesondere in urbanen Räumen könnten Photovoltaikanlagen auf Dachflächen ohne zusätzliche Belastung der Verteilnetze ausgebaut werden.¹⁴²

Festzuhalten ist somit, dass nach heutigem Kenntnisstand dezentralere Energiesysteme mit einem hohen Anteil an kleinen Anlagen tendenziell teurer als zentralere sind und somit auf den ersten Blick ökonomisch weniger attraktiv sind. In Anbetracht der Risiken eines verzögerten Netzausbaus und lokaler Widerstände gegen den Übertragungsnetzausbau und neue Wind- und Solarparks bieten dezentrale Lösungen, insbesondere PV-Dachanlagen, jedoch die Chance, die Akzeptanz des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien zu erhöhen und den Ausbau voranzutreiben und dabei auf entsprechendes Kapital von Privatinvestoren für die Energiewende zurückzugreifen. Bei einer stärker dezentralen Gestaltung der Energiewende muss jedoch gewährleistet

¹³⁹ Hanson 2020.

¹⁴⁰ Dezentrale Systeme ohne weiträumige Vernetzung, in denen der Lastausgleich ausschließlich innerhalb kleiner, autarker Zellen stattfindet, würden zu sehr hohen Mehrkosten führen und werden hier nicht betrachtet (vgl. Box „Dezentralität ist nicht Autarkie“).

¹⁴¹ WWF 2018-1.

¹⁴² Bergner et al. 2018.

werden, dass Energie und Flexibilität kosteneffizient für das Gesamtsystem bereitgestellt werden können. Zudem ist zu berücksichtigen, dass auch für ein dezentrales System langfristig der Übertragungsnetzausbau unumgänglich ist.

4.3 Ökologische und raumplanerische Perspektive

Der Klimawandel stellt eine große Belastung für Ökosysteme weltweit dar und steht in enger Verbindung mit dem Lebensstil in den westlichen Industrieländern. Die Erreichung der klimapolitischen Ziele wird nur möglich sein, wenn der Verbrauch an fossilen Energieträgern massiv gesenkt wird und auf diese Weise eingesparte Kosten nicht zu einem höheren Energieverbrauch an anderer Stelle führen (Rebound-Effekt).

Die Bereitstellung von Energiedienstleistungen hat immer ökologische Folgen. Ein sparsamerer Einsatz von Energie kann dazu beitragen, die Belastung für Ökosysteme zu verringern. Unabhängig davon, ob Energie zentral oder dezentral bereitgestellt wird, sollten daher immer auch Möglichkeiten geprüft werden, den Energieverbrauch zu reduzieren.

Durch die geringe Leistungsdichte der genutzten Primärenergie ist der Landschaftsverbrauch bei den erneuerbaren Energien grundsätzlich hoch.¹⁴³ Umwelt- und naturschutzrelevante Auswirkungen beziehen sich auf Arten und Biotope (zum Beispiel das Sterben von Vögeln und Fledermäusen an Windenergieanlagen), auf Kulturlandschaften (zum Beispiel die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes) und das System der Raumnutzung (zum Beispiel die weitere Industrialisierung der Landwirtschaft beim Energiepflanzenanbau und im Falle der Konkurrenz zu anderen Nutzungen). Je nach Region ergeben sich unterschiedliche Raumkonkurrenzen mit anderen Formen der Landnutzung, und auch die Menschen fühlen sich in unterschiedlichem Maße von der Energiewende betroffen. Dazu kommt, dass die Grenzen der Tragfähigkeit der Landschaft für die Energieinfrastrukturen und -nutzungen selten thematisiert werden. Diese Konflikte, die bereits jetzt ein wesentliches Hindernis insbesondere beim Ausbau der Windenergie und der Stromnetze darstellen, werden sich mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien voraussichtlich deutlich verschärfen. Einem sorgsamem Umgang mit der knappen Ressource Fläche sollte daher mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden als bisher.¹⁴⁴

Das Problem: Es gibt keine einfache Definition des Begriffs „Flächenverbrauch“. Denn Fläche kann nicht verbraucht, sondern nur verändert – beispielsweise verschönert oder degradiert – werden. Zudem geht es bei der Belastung einer Landschaft nicht um einen zweidimensionalen Ausschnitt der Erdoberfläche, sondern um einen dreidimensionalen Raumausschnitt als Teil eines Ökosystems, der zudem mit gesellschaftlichen Funktionen belegt ist. Annäherungsweise wird der Begriff „Flächenverbrauch“ dennoch als argumentatives Konstrukt genutzt, um die räumlichen Auswirkungen verschiedener Arten der Energiegewinnung zu demonstrieren.

143 Um einen Strombedarf von 700 Terawattstunden im Jahr 2050 zu decken, werden in Energieszenarien zum Beispiel 1,5 bis 2,3 Prozent der Landesfläche Deutschlands für Windparks (gesamte Parkfläche, nicht versiegelte Fläche) und 0,2 bis 0,5 Prozent der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen benötigt (WWF 2018-1, S. 88). Zum Vergleich: Der Anteil der Verkehrsfläche (Straßen, Wege, Parkplätze, Schienen, Flugverkehrsflächen) an der Landesfläche beträgt in Deutschland 5 Prozent (Statistisches Bundesamt 2017).

144 BfN 2018, S. 6 ff.

Der Flächenbedarf pro erzeugter Kilowattstunde Strom ist in Mitteleuropa für Windenergie tendenziell höher als für Photovoltaik, wobei sich die Werte je nach Standort und Anlagentyp stark unterscheiden können.¹⁴⁵ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei der Windenergie nur ein kleiner Teil der Windparkfläche für die Fundamente der Anlagen versiegelt werden muss. Die restliche Windparkfläche kann landwirtschaftlich genutzt werden. Auch bei Photovoltaikanlagen kann die Fläche unter und zwischen den Anlagen für andere Zwecke genutzt werden. Eine Kombination von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf der gleichen Fläche ist ebenfalls denkbar. Solche Doppelnutzungen können erheblich zu einer effizienteren Flächennutzung beitragen, müssten aber systematisch erforscht werden. Für die Erzeugung einer Kilowattstunde Biogas aus Energiepflanzen wird ungleich mehr Land benötigt: etwa sechs- bis zwanzigmal so viel Fläche wie für eine Kilowattstunde Strom aus Photovoltaik.¹⁴⁶

Abgesehen von der benötigten Fläche unterscheiden sich die Konflikte je nach Technologie. Konflikte mit dem Artenschutz und die empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sind bisher bei Windenergie an Land stärker ausgeprägt als bei Photovoltaik (siehe Abschnitt 4.4.2). So kommt eine Untersuchung zu Konflikten mit dem Vogelschutz zu dem Ergebnis, dass ein stärkerer Ausbau der Photovoltaik (insbesondere von Dachanlagen) das Konfliktrisiko gegenüber der Windenergie reduzieren kann. Ein naturverträglicher Windenergieausbau sei zwar ebenfalls grundsätzlich möglich, erfordere aber bessere planerische Steuerungsinstrumente.¹⁴⁷

Eine andere Studie, die neben Vogel- und Fledermausschutz auch die Qualität der Landschaft für die menschliche Erholung einbezieht, identifiziert lediglich 0,05 bis 0,1 Prozent der Landesfläche Deutschlands als für Windenergieanlagen geeignet und 0,6 bis 2 Prozent als bedingt geeignet. Die Autorinnen und Autoren dieser Studie sehen das größte naturverträgliche Potenzial der Erneuerbaren bei der Photovoltaik.¹⁴⁸ Auch sie sehen eine starke Raumplanung als eine Voraussetzung für eine naturschutzoptimierte Allokation der Erneuerbare-Energie-Anlagen.¹⁴⁹

4.3.1 Berücksichtigung von naturräumlichen Bedingungen und Vorbelastungen

Die Berücksichtigung der naturräumlichen Ausstattung der Landschaft ist die Grundlage für ein umweltschonendes Nutzungssystem. Naturräume weisen sowohl besondere Eignungen als auch besondere Widerstände in Bezug auf die Energieproduktion auf. Besondere Eignungen sind zum Beispiel die Windverhältnisse, die Sonnenscheindauer sowie die Möglichkeit, Flüsse zur Wasserkraftnutzung zu stauen oder Energie durch Fracking zu gewinnen. Naturräumliche Hindernisse sind zum Beispiel geologische Verhältnisse, die bestimmte Nutzungen nicht zulassen oder Planungsmaßnahmen besonders verteuern.

¹⁴⁵ In Szenarien für 2050 aus WWF 2018-1 beträgt der mittlere jährliche Flächenertrag für Windparks 45 kWh/m², für PV-Freiflächenanlagen 62 kWh/m² (WWF 2018-1, S. 151 f.). Je nach Standort können die Erträge um mehr als das Dreifache variieren (BfN 2012), sodass der mittlere Flächenertrag in Szenarien von der angenommenen räumlichen Verteilung der Anlagen abhängt. Das Fehlen eines einheitlichen Bewertungsrasters für den Flächenbedarf stellt ein Hindernis für den Vergleich der Ergebnisse verschiedener Studien dar (Öko-Institut 2018-1, S. 6).

¹⁴⁶ Nitsch et al. 2012, S. 80.

¹⁴⁷ WWF 2018-2.

¹⁴⁸ BfN 2018.

¹⁴⁹ Es ist zu berücksichtigen, dass der Fokus in diesen Studien auf ausgewählten Aspekten des Artenschutzes liegt, während andere Umweltauswirkungen wie der Rohstoffverbrauch für die Errichtung der Anlagen unberücksichtigt bleiben. Für eine ganzheitliche Bewertung wären umfassende Lebenszyklusanalysen erforderlich.

Sekundäre Raumwiderstände sind **konfligierende Raumannsprüche**, die schwer mit der Energiebereitstellung in Einklang gebracht werden können. Die Raumplanung definiert nicht nur Vorranggebiete für Windenergieanlagen, sondern auch Ausschluss- oder Tabuflächen. Schutzgebiete für Natur und Landschaft werden somit zu Tabuflächen für Energieinfrastrukturen. Für Wohngebiete müssen Abstandsregeln in Abhängigkeit von der Fernwirkung der Energiegewinnungs-, Speicher- und Transportanlagen (Lärm, Landschaftsbild etc.) eingehalten werden. Mit höheren Kosten können unter Umständen Verträglichkeiten zwischen den Nutzungen hergestellt werden, die mehr und bessere Planungsoptionen zulassen. Dies ist zum Beispiel beim Energietrassenbau der Fall, wenn Kabeltrassen statt Überlandleitungen geplant werden können. Wer diese Kosten trägt und wer von diesen Investitionen profitiert, ist eine wirtschafts- und sozialpolitische Frage.

Bestehende Flächennutzungen bieten gegebenenfalls Potenziale, um neue Energieinfrastrukturen zu integrieren. Ansätze sind

1. die **Modernisierung** bestehender Energieinfrastrukturen (zum Beispiel Repowering bei Windparks),
2. die **Stapelung** von Nutzungen (zum Beispiel Errichtung von PV-Anlagen auf Dachflächen),
3. die **Mischung** von Nutzungen (zum Beispiel Solarschattendächer auf Parkplätzen oder PV-Anlagen auf extensiven Weideflächen – Agrophotovoltaik).

Im Rahmen der Bauleitplanung sollten solche Potenziale ermittelt werden. Dabei sollte vermieden werden, die Belastungen für bereits ökologisch belastete Gebiete noch weiter zu erhöhen. Eine Sanierung dieser Gebiete kann möglicherweise Ansatzpunkte für die Integration neuer Energieanlagen nach den oben genannten Strategien bieten.

4.3.2 Zentralere und dezentralere Raumplanungsstrategien

Mithilfe der Raumordnungsgesetze auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene werden Flächenansprüche und Korridore für verschiedene Nutzungen auf verschiedenen Planungsebenen reserviert und durchgesetzt. Die Flächennutzungspläne, Regionalpläne, Landesraumordnungspläne und Planungen auf der Bundesebene leisten eine Abstimmung der Raumannsprüche. Ökologische Belange werden in den dazugehörigen Landschaftsplänen (kommunale Ebene), Landschaftsrahmenplänen (regionale Ebene) und Landschaftsprogrammen (Landesebene) fachlich erstellt und in die Abwägung eingebracht. Die Pläne werden oftmals rechtlich angefochten, sodass auch die Gerichte Verantwortung für die Umsetzung der Energiewende tragen. Integriert in dieses Raumplanungssystem sind zudem rechtliche Prüfungen wie Umweltverträglichkeitsprüfungen oder Planfeststellungsverfahren, in deren Rahmen weitere umweltrechtliche Vorgaben durchgesetzt werden. Nach EU-Recht sind zum Beispiel bestimmte Arten streng geschützt, was Auswirkungen auf die Genehmigungsfähigkeit einer Trasse oder eines Vorhabens hat.

Die Pläne werden anhand politischer Beschlüsse aufgestellt, die den energiepolitischen Belangen gegenüber anderen Belangen mehr oder weniger Gewicht einräumen (Abwägung). Parallel dazu kann eine Bürgerbeteiligung organisiert werden. In der Planung werden die Anforderungen der Szenarien in konkrete Flächenansprüche übersetzt, sodass Betroffene ihre Interessen artikulieren und Nicht-Betroffene in der Rolle von „Planungsschöpfen“ im Sinne des Allgemeinwohls Empfehlungen formulieren

können.¹⁵⁰ Grundsätzlich berühren zentrale Konzepte eher die höheren und dezentralere Maßnahmen die regionalen und lokalen Planungsebenen. Beteiligung und Partizipation ist in unserer Gesellschaft auf den niedrigeren Ebenen eher eingeübt als auf den höheren Ebenen.

Für **dezentralere Anlagen** ist vor allem die **regionale und lokale Planungsebene** relevant. Die Regionen sind in Deutschland naturräumlich unterschiedlich ausgestattet und siedlungsstrukturell überprägt. Sie kämpfen mit unterschiedlichen Problemen (Stichwort Kohleregionen) und werden im zukünftigen Energiesystem verschiedenen Herausforderungen gegenüberstehen.

Raumwirksamkeitsanalysen von energiepolitischen Maßnahmen können – auch mittels Geografischer Informationssysteme (GIS) – die Grundlagen der anstehenden Entscheidungen verbessern. So werden positive und negative Auswirkungen nicht nur sozial, sondern auch räumlich erkennbar.

Die Bundesnetzagentur genehmigt das deutsche Übertragungsnetz über die Planung der Nord-Süd- und Ost-West-Trassen sowie die Einbettung in das europäische Netz über die Interkonnektoren zu den Nachbarländern. Für die Verteilnetze ergeben sich kleinräumigere Planungsgebiete. Aus organisatorischer Sicht ist es sinnvoll, wenn diese mit den politischen Gebietskörperschaften korrelieren, damit die Entscheidungen für die Verteilnetze auch von politischen Gremien verantwortet werden können. Aus technischer Sicht würde es die Planung zusätzlich erleichtern, die Grenzen der Planungsgebiete an den Bedarfen für Energietransporte und anderen netztechnischen Kriterien auszurichten. Das bedeutet, dass ein Ballungsraum mit einem hohen Strombedarf mit dem umliegenden suburbanen und ländlichen Raum mit vielen Erneuerbare-Energie-Anlagen in einem Verteilnetz zusammengefasst werden (regionale Netze).

4.4 Gesellschaftliche Perspektive

Für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems ist die Frage relevant, wie emissionsarme Energieinfrastrukturen angemessen in die Gesellschaft eingebettet werden können. Dementsprechend sind Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz beziehungsweise zukünftigen Akzeptabilität¹⁵¹ ein wesentliches Kriterium. Dies betrifft auch die Frage, ob das Energiesystem eher zentral oder dezentral gestaltet werden sollte. In diese Entscheidung fließen sowohl die Energieerzeugungs- und Transportinfrastrukturen und deren Auswirkungen als auch die entsprechenden Akteure und die Organisationsstrukturen des Gesamtsystems ein.

4.4.1 „zentral“ versus „dezentral“ in der gesellschaftlichen Diskussion

In der aktuellen gesellschaftlichen Diskussion wird häufig die Annahme beziehungsweise Hoffnung geäußert, dass ein dezentrales System einen kleineren, bürgernäheren Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht und den Bedarf des Netzausbaus,

¹⁵⁰ Zum Konzept der Planungsschöffen siehe Oppermann/Renn 2019, S. 57.

¹⁵¹ Akzeptanz bezeichnet die empirisch gemessene Bereitschaft der Menschen, eine Technologie oder ein Vorhaben in ihrem Umfeld zu tolerieren. Akzeptabilität bezeichnet ein an Werten orientiertes Urteil über die Akzeptanzwürdigkeit einer Technologie oder eines Vorhabens unter Abwägung der Vor- und Nachteile. Sie ist das Ergebnis eines Bewertungsprozesses aufgrund von Kriterien, die in der beurteilenden Gemeinschaft zustimmend geteilt werden. Zur Unterscheidung siehe auch acatech 2011.

insbesondere auf Übertragungsebene, reduziert. Folglich wird Dezentralität positiv konnotiert und dezentrale Lösungen werden häufig als zu bevorzugende Ausbauoption kommuniziert. Die in dieser Publikation vorgenommene Auswertung der Szenarien aus verschiedenen Studien zeigt hingegen, dass sich zentrale und dezentrale Szenarien hinsichtlich des Netzausbaus auf lange Sicht kaum unterscheiden.¹⁵²

Zudem wird die Diskussion häufig von dem Narrativ getragen, dass „dezentral“ für erneuerbare und damit „saubere“ Technologien steht, „zentral“ hingegen für fossile und nukleare Energieträger, die es zu ersetzen gilt. Während dies für die ersten Jahrzehnte der Energiewende zutrifft, planen heute auch große Energieversorgungsunternehmen große Windparks und PV-Anlagen und werden so zu Akteuren der Energiewende.¹⁵³

Fragen der Akzeptabilität liegen zentrale Normen und Werte zugrunde, die nach allgemeiner Auffassung für einen Rechtsstaat, der seinen Bürgerinnen und Bürgern freie Entfaltung ermöglicht, als Standards gelten. Neben dem übergeordneten Kriterium der sozialen Gerechtigkeit gehören dazu ökonomische und politische Partizipation, Transparenz, Erhalt der Biodiversität und Beheimatung von Menschen in den jeweiligen Kulturlandschaften (siehe Box „Ethische Kriterien“). Es geht nicht zuletzt um die gesamtgesellschaftliche Frage, wie diese zentralen ethischen Werte durch die Transformation des Energiesystems hindurch beibehalten oder sogar gestärkt werden können. Wendet man die genannten Kriterien auf zentrale und dezentrale Technologien und Systeme an, so zeigt sich, dass nicht per se zentrale oder dezentrale Ansätze überlegen sind. Vielmehr ist die Bewertung – wie im Folgenden gezeigt wird – von den konkreten Technologien (Windenergie, Photovoltaik, Stromnetze) abhängig. Basierend auf der gesellschaftlichen Bewertung gibt es daher keinen Grund, eine zentralere oder eine dezentralere Ausgestaltung des Energiesystems generell zu bevorzugen.

Ethische Kriterien

Gerechtigkeit

Grundlegend für eine ausdifferenzierte und plurale Gesellschaft. Gerechtigkeit meint generell die **gleichmäßige und rechtfertigbare Berücksichtigung des jeweils Angemessenen**. Gerechtigkeit umschließt schon von alters her¹⁵⁴ die allgemeine Gerechtigkeit (bei Aristoteles: umfassende Rechtschaffenheit, später im Mittelalter: Gemeinwohlorientierung), die Verteilungsgerechtigkeit („jedem das ihm proportional Zustehende“), die Austauschgerechtigkeit freiwilliger Art (Tauschgerechtigkeit: „jedem das Gleiche im Tausch“) sowie unfreiwilliger Art (korrektive Gerechtigkeit: „Schadensausgleich/angemessene Strafe bei Vergehen“). Hinzu kommen nach modernen Vorstellungen die Verfahrensgerechtigkeit einschließlich der Gleichheit vor dem Gesetz und die Gerechtigkeit der Beteiligung an Entscheidungsprozessen sowie der Befähigung dazu.¹⁵⁵

¹⁵² Vgl. hierzu Kapitel 3.

¹⁵³ So der Energieversorger EnBW, der in Brandenburg einen 164 Hektar großen Solarpark plant; ebenso BayWA, der in Spanien einen 265 Hektar großen Solarpark fertig gestellt hat. Flächen im Ruhrgebiet und in der Lausitz werden für große Energieversorger als Nutzungsflächen für PV- und Windparks interessant. Vgl. Windmesse 2019; PV Magazine 2018; Handelsblatt 2019-2.

¹⁵⁴ Vgl. zum Überblick zu den verschiedenen Aspekten der Gerechtigkeit Höffe 2015.

¹⁵⁵ Zur aktuellen Diskussion um Beteiligung und vor allem Befähigung vgl. Dabrock 2012.

Transparenz und Reversibilität	Wo Transparenz herrscht, werden Planungs- und Entscheidungsverfahren für alle offengelegt . Die erst dadurch mögliche Verfahrensgerechtigkeit umfasst zudem Klagemöglichkeiten sowie Reversibilität von Entscheidungen unter Beachtung des Gleichheitsgrundsatzes (gleiche Fälle werden gleichbehandelt)
Partizipation - Politisch - Ökonomisch/finanziell	Partizipation wird a) politisch dann realisiert, wenn möglichst alle gesellschaftlichen Gruppen ihre Interessen kommunizieren können und auf faire Weise Zugang zum politischen Diskurs erhalten. Die entscheidenden Institutionen sind zur Abwägung verpflichtet. b) Partizipation kann aber auch ökonomisch beziehungsweise finanziell gemeint sein. Dafür muss geklärt werden, ob Belastungen und Vorteile sozial, regional und zeitlich (intergenerationelle Verteilungsgerechtigkeit) verteilt sind.
Biodiversität und Nachhaltigkeit	Biodiversität meint den Erhalt einer biologischen Vielfalt von Landschaften und Ökosystemen , die nicht zuletzt eine wichtige Ressource für menschliches Leben auf der Erde bereitstellt (Böden, sauberes Wasser, saubere Luft). Nachhaltigkeit umfasst ökologische, ökonomische und soziale Komponenten , darunter das Ziel der Biodiversität und damit die Bedingungen für den Fortbestand der Menschheit.
Möglichkeit verantwortlichen Handelns¹⁵⁶	Entscheidungen sollen so gefällt werden, das Betroffene angesichts der Folgen immer noch verantwortlich handeln können. Dies schließt die Forderung ein, dass diese Folgen nicht zu dilemmatischen Situationen führen dürfen, in denen die verbleibenden Handlungsoptionen ethisch nicht vertretbar oder mit unverhältnismäßig großen Nachteilen verbunden sind.
Gutes Leben - Beheimatung - Sozialkohäsion/ Solidarität	Gutes Leben umfasst die Berücksichtigung von elementaren kulturellen und sozialen Bedürfnissen: Dazu zählt die Beheimatung von Menschen in den jeweils historisch gewachsenen Kulturlandschaften und ihre emotionale und kulturelle Bindung daran. In die Kategorie fällt auch die Suche nach Gemeinwohl, Sozialkohäsion und Solidarität , die häufig durch einen gerechten Ausgleich von Kosten und Nutzen der Lebensrisiken und -belastungen verwirklicht werden, aber darin nicht aufgeht.

Zahlreiche Konflikte, etwa die Proteste um den Ausbau der Stromtrasse Süd-Link oder die Gründung vieler Bürgerinitiativen gegen den Bau von Windenergieanlagen in der unmittelbaren Umgebung des eigenen Wohnortes, haben in der Vergangenheit gezeigt, dass Bürgerinnen und Bürger die zentralen ethischen Werte durch die Transformation des Energiesystems häufig infrage gestellt sehen. Die Konfliktlinien für Akzeptanzfragen werden im Folgenden für die Technologien Windenergie und Photovoltaik differenziert betrachtet (vergleiche 4.4.2).

Forschungsergebnisse zeigen, dass die Akzeptabilität wie die Akzeptanz von Energieinfrastrukturen von einer Vielzahl unterschiedlicher Einflussvariablen abhängt, welche auf den Ebenen der Technologie (zum Beispiel landschaftliche Wirkungen), der Person (zum Beispiel Umwelt- beziehungsweise Energiebewusstsein), des Kontextes (zum Beispiel Standort, Planungsverfahren)¹⁵⁷ etc. zu verorten sind und sowohl in zentraleren als auch dezentraleren Szenarien von Belang sind. Zu den Einflussfaktoren auf die Akzeptabilität wie auf die Akzeptanz zählen unter anderem die Einsicht in die Notwendigkeit der Energieinfrastruktur und der damit verbundenen Ziele und Mittel, eine positive Kosten- beziehungsweise Risiko-Nutzen-Bilanz mit einem unmittelbar

¹⁵⁶ Dies entspricht dem Prinzip der Bedingungserhaltung verantwortlichen Handelns (Kornwachs 2000).

¹⁵⁷ Walter 2014; Zoellner et al. 2012.

wahrgenommenen persönlichen Nutzen, eine erlebte Selbstwirksamkeit (Möglichkeiten zur Einflussnahme und Aufrechterhaltung der eigenen Handlungsmöglichkeiten) sowie die emotionale Identifikation mit der Maßnahme beziehungsweise der Infrastruktur.¹⁵⁸ Weitere wichtige Einflussfaktoren sind die qualitativen Charakteristika von Akteursbeziehungen wie Vertrauen sowie der Einfluss des Gerechtigkeitserlebens innerhalb der Planungsverfahren auf die Akzeptanz. Alle genannten Faktoren sind eng mit der Ausgestaltung von Partizipationsmöglichkeiten verbunden (vergleiche folgende Abschnitte).

4.4.2 Technologiebezogene Konflikte

Gesellschaftliche Konflikte um Energieanlagen unterscheiden sich je nach Technologie. Im Folgenden werden die technologiebezogenen Konflikte im Detail für Windenergie und Photovoltaik diskutiert. Bei der Bioenergie hängen die Konflikte stark von der Art der Anlagen und insbesondere von der Art der eingesetzten Rohstoffe (zum Beispiel Holz, Energiepflanzen, Abfallstoffe) ab.¹⁵⁹

Räumliche Belastung durch Windenergieanlagen

Bei der Windenergienutzung sind verschiedene Akzeptanzfaktoren von Belang, die durch die Technologie beziehungsweise ihre Standortwirkungen begründet sind.¹⁶⁰ Bei der Windenergie an Land, die in allen in Tabelle 2 aufgeführten dezentralen Szenarien signifikant ausgebaut wird, ist der größte Akzeptanzfaktor die Landschafts- beziehungsweise Raumwirkung. Die Notwendigkeit, zunehmend auch Anlagen in etwa Waldgebieten aufzubauen, nachdem die freien Flächen im Norden vollständig belegt sind, kann perspektivisch zu verstärkten Konflikten führen. Schon jetzt ist in vielen Regionen subjektiv das Gefühl der Belastungsgrenze erreicht. Menschen beklagen eine „visuelle Umzingelung“ durch Windparks.¹⁶¹

Daneben sind befürchtete gesundheitliche Auswirkungen und der Einfluss auf die Lebensqualität als wichtige Akzeptanzfaktoren zu nennen. Hier stehen vor allem die Lärmemissionen sowie die (Infra-)Schallwirkung der Anlagen im Fokus, auch wenn die gesundheitsschädlichen Wirkungen von Infraschall bisher nicht belegt wurden.¹⁶² Um beide Ebenen zu adressieren, haben einzelne Bundesländer ihre Abstandsregelungen zur Wohnbebauung verschärft¹⁶³, wodurch sich mögliche Flächen signifikant reduzieren. Dies birgt zum einen Konflikte mit dem Ziel, möglichst viel Raum für Windenergie bereitzustellen. Zum anderen könnten es Bürgerinnen und Bürger als ungerecht und damit als inakzeptabel empfinden, wenn sich die Abstandsregelungen zwischen den Bundesländern stark unterscheiden und sich dadurch Betroffene ungleich – und damit ungerecht – behandelt fühlen.

¹⁵⁸ Renn 2014.

¹⁵⁹ Eine detaillierte Betrachtung verschiedener Bioenergietechnologien unter anderem im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz findet sich in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2019.

¹⁶⁰ Hildebrand et al. 2018, S. 198.

¹⁶¹ Taeger/Ulferts 2017; HMWEVL 2017.

¹⁶² Hildebrand et al. 2018, S. 198; UBA 2016.

¹⁶³ In Bayern ist dies die seit November 2014 geltende sogenannte 10-H-Regelung, nach der der Abstand der Windenergieanlagen zur Wohnbebauung das Zehnfache ihrer Höhe betragen muss. In anderen Bundesländern gibt es zum Teil Empfehlungen für Abstände zu Siedlungsgebieten (vgl. Brandenburg: 1.000 Meter), Berechnungsregeln für die Ermittlung des erforderlichen Abstandes im Einzelfall (vgl. Nordrhein-Westfalen: 1.500 Meter bei Errichtung von fünf Anlagen der 4-Megawatt-Klasse im Umfeld reiner Wohngebiete) oder variierende fixe Abstände (vgl. Schleswig-Holstein: 800 Meter; Hessen: 1.000 Meter). Berlin, Bremerhaven und Sachsen haben keine Abstandsregelungen (FA Wind 2019).

Die grundlegenden Prinzipien der Fairness und Gerechtigkeit machen es hier erforderlich, dass die aus dem Umbau des Energiesystems resultierenden Belastungen und Vorteile sozial, regional und zeitlich (intergenerationelle Gerechtigkeit) verteilt werden. Wenn zum Beispiel in einer Region viel Energieinfrastruktur ausgebaut wurde, aber nur andere, weit entfernte Regionen von der produzierten und weitergeleiteten Energie profitieren, kann dies ein hohes Konfliktpotenzial mit der Folge mangelnder bis fehlender Akzeptanz vor Ort mit sich bringen. Die lokale Betroffenheit erweist sich somit als ein wichtiger Faktor bei der Umsetzung von Energieprojekten, der schnell dazu führen kann, dass Projekte nicht umgesetzt werden oder umgeplant werden müssen. Dadurch drohen jahrelange Verzögerungen. Die Proteste um die Realisierung der Stromtrasse Süd-Link, die zur Notwendigkeit einer Erdverkabelung statt einer Freileitungstrasse führten und den Bau damit verzögert und verteuert haben, ist hierfür ein prominentes Beispiel.

Hier ist zum einen über geeignete **finanzielle Beteiligungs- und Ausgleichsmodelle** nachzudenken, die es den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern ermöglichen, von den Anlagen zu profitieren, etwa indem durch diese lokale Wertschöpfung erzielt werden kann.¹⁶⁴ Möglichkeiten zur **finanziellen Teilhabe** können dem Gefühl entgegenwirken, dass bei der Energiewende nur große Konzerne und Anlagenbetreiber profitieren und die Bevölkerung die materiellen und immateriellen Kosten trägt. Über die Teilhabe am ökonomischen Nutzen einer Anlage kann die wahrgenommene Verteilungsgerechtigkeit erhöht werden. Hierbei ist aber zu bedenken, dass finanzielle Instrumente nur ein Aspekt sind neben anderen, die in den Akzeptanzbildungsprozess einfließen. Ob und wie sie wirken ist stark kontextabhängig. Zudem liegen insgesamt wenig empirische Befunde vor. In der Vergangenheit waren Angebote im Bereich Netzausbau (Westküstentrasse, „Rösler-Dividende“) wenig erfolgreich, sie wurden kaum nachgefragt. Im Bereich Windenergie liegen zum Beispiel für das Beteiligungsgesetz in Mecklenburg-Vorpommern oder das Thüringer Siegel „Faire Windenergie“ noch keine Wirkungsevaluationen hinsichtlich der Akzeptanzeffekte vor.¹⁶⁵ Die **starke Kontextabhängigkeit** zeigt sich auch in Fällen, in denen Bürgerinnen und Bürger die vom Anlagenbetreiber angebotene Kompensation aufgrund einer fehlenden Vertrauensbeziehung zum Teil als „Bestechung“ empfunden haben, wodurch sie sogar zur Konfliktverschärfung beitrug.¹⁶⁶ Finanzielle Beteiligung ist also kein Garant für Akzeptabilität und Akzeptanz, sondern eine Akzeptanzfaktor neben anderen. Wie Angebote der finanziellen Beteiligung von der betroffenen Bevölkerung bewertet werden, hängt unter anderem von den Vertrauensbeziehungen ab (siehe Abschnitt 4.4.3).

Zum anderen bleibt die Verteilung der Infrastruktur im Raum ein wichtiger Aspekt der Planung (vergleiche Abschnitt 4.3). Hier bietet sich die Möglichkeit, lokale Betroffenheiten beziehungsweise Belastungen von Anwohnerinnen und Anwohnern in Form eines sogenannten „Belastungsgrades“ zu messen, etwa als Produkt aus der Dichte der bestehenden Anlagen in einer Region in Relation zur Bevölkerungsdichte.¹⁶⁷ Ein Ausbaupfad, der deutschlandweit einen möglichst gleichen Belastungsgrad anstrebt, würde demnach zu einem verstärkten Ausbau von Windenergieanlagen in

164 Vgl. Hildebrand et al. 2018, S. 198: Beauftragung lokaler Firmen mit Infrastrukturmaßnahmen während Planung, Bau und Betrieb der Anlage, Beteiligungsmodelle (zum Beispiel Bürgerwindrad) etc.

165 Hoffmann/Wegener 2018.

166 Cass et al. 2010; Walker et al. 2017.

167 Öko-Institut 2018-1 (S. 29) schlägt für die Berechnung des Belastungsgrades vor, den Anteil der für Windenergieanlagen genutzten Fläche an der Landkreisfläche mit der Bevölkerungsdichte zu multiplizieren.

Süddeutschland und Mecklenburg-Vorpommern bei verzögertem Ausbau in den Küstenregionen und Niedersachsen führen. Durch die Einbeziehung der Bevölkerungsdichte in den Belastungsgrad führt er tendenziell zu einem lastfernen EE-Zubau.¹⁶⁸

So wichtig die Ermittlung einer „fairen“ Verteilung der Belastungen durch Energieanlagen ist, so liegen die Grenzen einer solchen Berechnung darin, dass lokale Betroffenheiten häufig „hochgradig subjektive Qualität“¹⁶⁹ besitzen. „Regionale Ortsidentitäten und Ortbindungen“¹⁷⁰ spielen also für das Betroffenheitsempfinden eine wichtige Rolle.¹⁷¹ Folglich lassen sich Akzeptanzprobleme nicht einfach durch Berechnungen hinreichend vorhersagen beziehungsweise auflösen. Hier zeigt sich, dass im Spannungsfeld „zentral/dezentral“ die Beheimatung von Menschen in den jeweils historisch gewachsenen Kulturlandschaften und ihre emotionale Bindung eine entscheidende Rolle spielen. Das ethische Kriterium des „guten Lebens“ ist hierbei berührt, welches die Berücksichtigung von als fundamental für die eigene Lebensführung erachteten kulturellen und sozialen Bedürfnissen meint. In Bezug auf die Beheimatung kann eine Vorstellung „guten Lebens“ aber auch darin bestehen, diese Heimat aktiv gestalten und umgestalten zu wollen, wenn beispielsweise ökologische oder solidarische Gründe, Fragen des Gemeinwohls, der Sozialkohäsion oder ein als gerecht wahrgenommener Ausgleich von Kosten und Nutzen dafür Motivation und Begründung liefern. Kurzum: Auch Heimat meint nicht Unberührbarkeit oder blindes Beharren, sondern kann Veränderungsbereitschaft einschließen.

Bei Windenergieanlagen auf See existieren eher geringe lokale Betroffenheiten.¹⁷² Hier stehen vor allem die Akteursgruppen Schifffahrt, Militär, Naturschutzverbände und Tourismusbranchen im Fokus. Bestehende Ansätze wie Beteiligungen zu Aufstellungsmustern sowie technologische Weiterentwicklungen zur Reduktion ökologischer Auswirkungen (Schallwirkungen) sollten fortgeführt werden.

Räumliche Belastung durch PV-Anlagen

PV-Anlagen rufen bisher seltener Akzeptanzprobleme in Bezug auf Veränderungen des Landschaftsbildes und den Flächenverbrauch hervor. Folglich bietet ein dezentrales Szenario mit vielen PV-Anlagen und wenigen Windenergieanlagen an Land aus akzeptanztheoretischer Sicht einen Vorteil gegenüber einem zentralen Szenario. Dennoch kann der in Zukunft erforderliche Zubau von Photovoltaik zu verstärkter Kritik führen. Bei PV-Anlagen kann besonders die Installation von Anlagen auf bereits genutzten Flächen wie beispielsweise Siedlungs- und Gewerbegebieten mit großem Flachdachanteil oder großen Parkplatzflächen erfolgen.

Förderregime bei PV-Anlagen

Bei der gesellschaftlichen Diskussion um Photovoltaik (dachgebunden und auf Freiflächen) stehen weniger technologiebezogene Wirkungen als vielmehr das Förderregime der EEG-Umlage im Fokus. Hauptkritikpunkt ist hier eine wahrgenommene Umverteilung von unten nach oben. So profitieren häufig einkommensstärkere Haushalte von den Anlagen beziehungsweise der durch sie erwirtschafteten Einspeisevergütung, denn

168 Öko-Institut 2018-1, S. 30 f.

169 Hildebrand et al. 2018, S. 199.

170 Hildebrand et al. 2018, S. 199.

171 Auch ökologische Aspekte sind in einem solchen Ansatz nicht berücksichtigt.

172 Hübner/Pohl 2014.

sie verfügen über die finanziellen Mittel zur Investition und über die benötigte Fläche in Form von Immobilien oder Grundstücken. Einkommensschwache Haushalte, die diese Investitionen nicht tätigen können, finanzieren die Kosten der Technologie über die EEG-Umlage mit.¹⁷³ Um hier breiteren Bevölkerungsschichten eine angemessene Teilhabe zu ermöglichen, wird eine Weiterentwicklung bestehender und bereits gesetzlich verankerter Ansätze zu Dachbörsen¹⁷⁴ und Mieterstrommodellen diskutiert.

4.4.3 Vertrauen in Akteure der Energiewende

Die Einbeziehung von ethischen Kriterien wie Vertrauen und Gerechtigkeit ist umso bedeutsamer, wenn man in Betracht zieht, dass Bürgerinnen und Bürger Umfragen zufolge eher kleineren und lokalen Verantwortungsträgern Vertrauen für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland entgegenbringen. Fast die Hälfte der Befragten aus dem Akzeptanzsurvey des Fraunhofer ISE von 2016 gab an, den großen Energieversorgern nicht oder eher nicht zu vertrauen, was die Umsetzung der Energiewende in Deutschland betrifft (Abbildung 9).

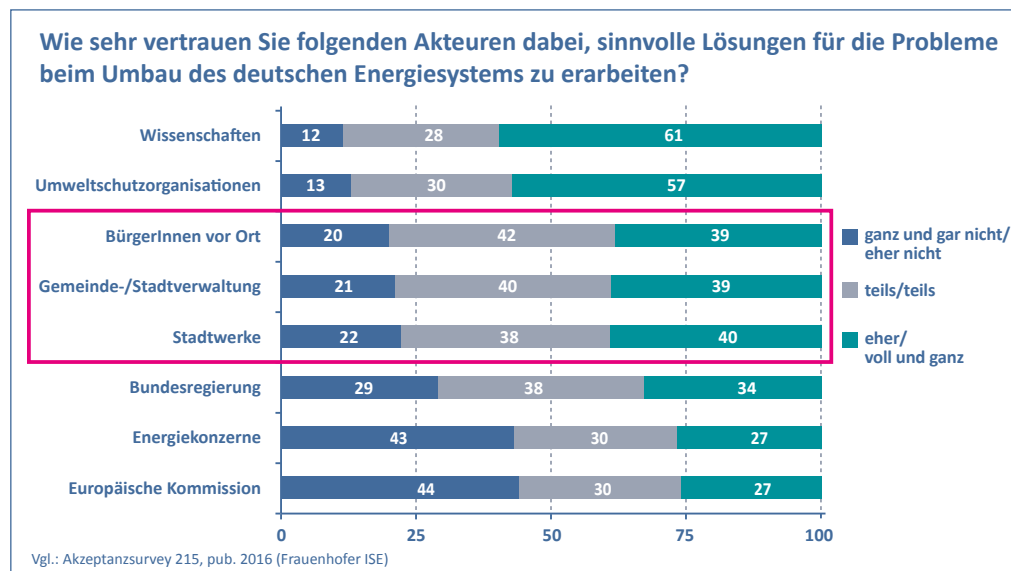


Abbildung 9: Umfrageergebnisse zum Vertrauen in verschiedene Akteure der Energiewende¹⁷⁵

Die Befragung zeigte ebenfalls, dass 42 Prozent der Bevölkerung großen Energiekonzernen einen Mangel an gutem Willen bei der Umsetzung der Energiewende attestieren. Nur 23 Prozent geben an, dass die Konzerne gute Arbeit bei der Umsetzung der Energiewende leisteten (Abbildung 10).¹⁷⁶

¹⁷³ Heindl et al. 2017; Agora 2017-1, S. 43; in Fuchs et al. 2016, S. 10 wird dieser Aspekt als „Praxisproblem“ mit „nicht zu [...] unterschätzendem Konfliktpotenzial“ beschrieben.

¹⁷⁴ Eine Dachbörse vermittelt Dachbesitzerinnen und -besitzer, die nicht selber in eine PV-Anlage investieren wollen oder können, an potenzielle Investoren. Die Person verpachtet dann ihr Dach für einen festgelegten Zeitraum an den Investor, der sie prozentual an den Einnahmen aus dem erzeugten PV-Strom beteiligt (strom magazin 2019).

¹⁷⁵ Sonnberger/Ruddat 2016, S. 28.

¹⁷⁶ Sonnberger/Ruddat 2016, S. 30.

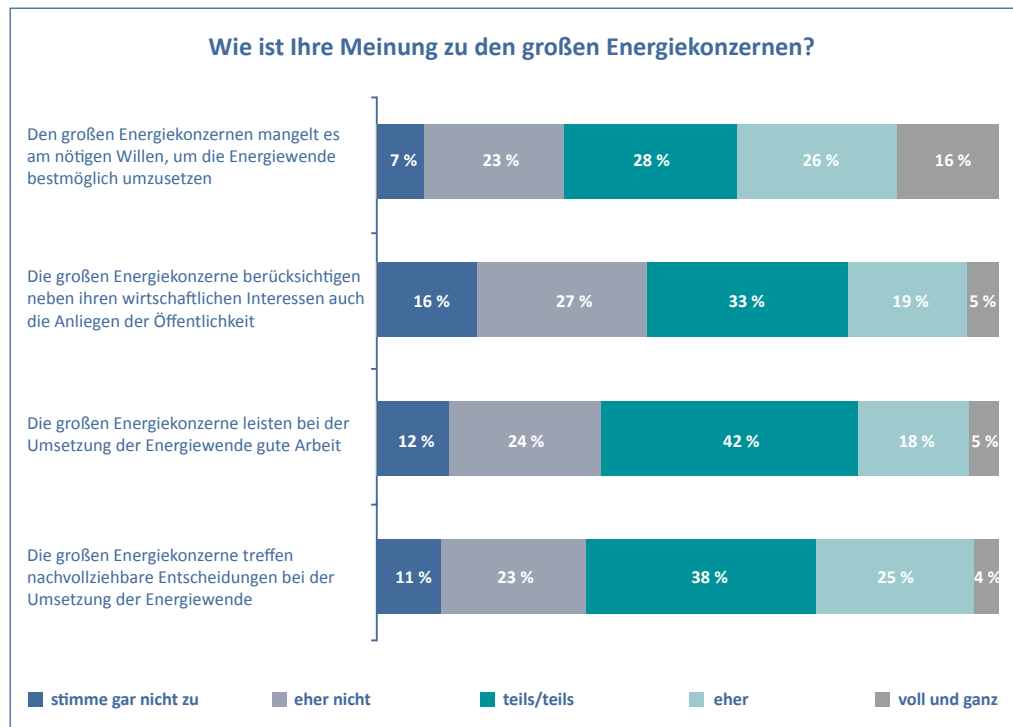


Abbildung 10: Umfrageergebnisse zur Bewertung der großen Energiekonzerne¹⁷⁷

Demgegenüber genießen **Umweltschutzorganisationen** (57 Prozent) sowie **Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler** (61 Prozent) hohes Vertrauen in der Bevölkerung, was wohl damit zu begründen ist, dass sie als unabhängig von Macht- und ökonomischen Interessen wahrgenommen werden (Abbildung 9).¹⁷⁸ Lokale Akteure, die eine größere Nähe zur Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger aufweisen, rangieren in den Umfragen vor Energiekonzernen und der Europäischen Union.

Die Forschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende zeigt auf, wie wichtig Vertrauen von Bürgerinnen und Bürgern in die jeweiligen Akteure bei der Umsetzung von Energieprojekten ist. Dies gilt umso mehr, wenn es sich um große Projektierer wie überregionale Energieversorger handelt, die vielen Bürgerinnen und Bürgern eher unbekannt sind und als anonym erscheinen. Gerade wenn es um konkrete Beteiligungsverfahren vor Ort geht, sind „positive Vertrauenszuschreibungen zwischen den involvierten Akteursgruppen“¹⁷⁹ sehr wichtig, um Lösungen herbeizuführen, die für alle Beteiligten zufriedenstellend sind.

Im Zusammenhang mit der zunehmenden Digitalisierung der Energieversorgung können Ängste und Befürchtungen der Bevölkerung in Bezug auf Privatsphäre, Datenschutz und Datensicherheit zu Vertrauensverlusten führen.¹⁸⁰ Zu diesen Szenarien gehört auch die Angst vor der Gefährdung der Versorgungssicherheit durch die Verletzlichkeit digitaler Infrastrukturen gegenüber Cyberangriffen.¹⁸¹

¹⁷⁷ Sonnberger/Ruddat 2016, S. 30.

¹⁷⁸ Sonnberger/Ruddat 2016.

¹⁷⁹ Hildebrand et al. 2015, S. 54.

¹⁸⁰ siehe Deutscher Ethikrat 2017.

¹⁸¹ acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-3.

Neben konkreten Maßnahmen zur effizienten und effektiven Gestaltung von Bürgerbeteiligung unter den Prämissen von Transparenz und Fairness gehört auch eine faktenbasierte Versachlichung der öffentlichen Debatte dazu. Vereinfachende und häufig einseitig wertende öffentliche Wahrnehmungen dessen, was „zentral“ einerseits und was „dezentral“ andererseits bedeutet, sind im Kommunikationsprozess offenzulegen und sorgfältig zu reflektieren. Diese Notwendigkeit ist umso dringlicher in einer Zeit medial induzierter „großer Gereiztheit“.¹⁸² Denn gerade Großprojekte und Mammutaufgaben wie die Energiewende sind Grund und Ziel oft hoch emotionalisierter Debatten. Diese sollen zwar bei gesellschaftlichen Herausforderungen und Spannungen nicht ausgeschaltet werden, dürfen aber allein nicht handlungsleitend sein. An Planungsverfahren angelehnte Dialog- und Beteiligungsprozesse stellen dementsprechend wichtige Gelegenheitsfenster dar, innerhalb derer relevante Themen erörtert werden und unterschiedliche Akteursgruppen zum Teil erstmalig aufeinandertreffen. Daher ist die konstruktive Gestaltung dieser sensiblen und weichenstellenden Phase entscheidend.

4.4.4 Politische Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende

In den letzten Jahrzehnten wurden Partizipationsverfahren, die eine umfassendere Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern ermöglichen, vielfach als ein zentrales Instrument für mehr Akzeptanz von Energieinfrastrukturen dargestellt. Die Beteiligungsmöglichkeiten erstrecken sich über den gesamten Bereich Raum- und Flächenplanung bis zur konkreten Anlagenplanung und -genehmigung. Dabei ist wichtig zu beachten, dass Beteiligung zum einen nicht als bloßes Instrument der Akzeptanzbeschaffung verstanden werden sollte. Entsteht dieser Eindruck, können Beteiligungsangebote konfliktverschärfend wirken (das gilt vor allem für die finanzielle Beteiligung). Zum anderen wirkt Beteiligung nicht unmittelbar auf die Akzeptanz der jeweiligen Maßnahme oder Infrastruktur ein, sondern adressiert vor allem die Verfahrensgerechtigkeit und damit die Akzeptanz des Verfahrens.¹⁸³ Zudem kann auch ein guter Beteiligungsprozess Mängel beim Projekt an sich oder signifikante Charakteristika einer Infrastruktur nicht ausgleichen.

Wie genau die politische Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an Planungs- und Genehmigungsverfahren ausgestaltet wird, wird zum einen durch gesetzliche Regelungen zur Öffentlichkeitsbeteiligung vorgegeben und zum anderen durch die jeweils handelnden Akteure beeinflusst. Beispielhaft für den **gestiegenen Stellenwert von Beteiligung** und die Veränderungen in der Beteiligungskultur aufseiten der Vorhabenträger ist der Bereich Netzausbau. So sieht das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) wesentlich mehr Beteiligungsmöglichkeiten vor als das vorangegangene Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG). Zudem binden die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit beim Netzausbau viel stärker durch Konsultationen ein als früher (beispielsweise beim Szenario-rahmen, Netzentwicklungsplan oder Bundesbedarfsplangesetz).

Dies wird prinzipiell positiv wahrgenommen, auch wenn der Ausbau von Stromtrassen dadurch nicht automatisch gesellschaftlich akzeptiert wird.¹⁸⁴ Beteiligungsmöglichkeiten sind offenbar sowohl für zentralere als auch für dezentralere Energiesysteme wichtig. Während auf der Ebene zentraler Infrastrukturen der Aufwand für

¹⁸² Pörksen 2018.

¹⁸³ Roßnagel et al. 2014; Haug/Mono 2012; Knudsen et al. 2015.

¹⁸⁴ Kamlage et al. 2018; Kamlage et al. 2014.

Beteiligungsprozesse insgesamt größer ist und dementsprechend mehr finanzielle und personelle Ressourcen benötigt werden, müssen auf dezentraler Ebene Aspekte wie die lokalen oder regionalen Einstellungsmuster sowie hinreichende Repräsentativität (die durch besonders laute Minderheiten gefährdet werden kann) sowie die Legitimität gegenüber dem Gesamtsystem beachtet werden.

Generell gilt: Konflikte ergeben sich vor allem dann, wenn die **Transparenz** der Verfahren als **unzureichend** wahrgenommen wird. Gerade wenn Bürgerinnen und Bürger eine Entscheidung nicht direkt selbst treffen können, sondern von der Repräsentanz gewählter Vertreter und der Entscheidung von Verwaltungen abhängig sind, hilft die Offenlegung der Planungs- und Entscheidungsverfahren. Denn dann können die Bürgerinnen und Bürger den Prozess nachvollziehen, beurteilen und sich gegebenenfalls auch dagegen wehren. So sind als mangelhaft empfundene Beteiligungs- und Genehmigungsverfahren ein häufiger Grund dafür, dass Menschen zu radikalen Kritikern etwa von Windenergieanlagen werden und dann auch nicht mehr bereit sind, ihre Meinung zu revidieren.

Problematisch ist, dass die bestehenden rechtlichen Regelungen in den Planungsverfahren so komplex sind, dass Laien sie nicht nachvollziehen können. So forderte der Präsident des Bundesverfassungsgerichts Andreas Voßkuhle das Recht klarer und verständlicher zu machen. Er folgert: „[...] wenn die Aufstellung eines Planfeststellungsbeschlusses nur noch von einer Handvoll Fachleuten rechtssicher durchgeführt werden kann, dann erodiert das Vertrauen in die Funktionsfähigkeit des Rechtsstaats.“¹⁸⁵ Journalisten und Journalistinnen, Wissenschafts- und Planungskommunikatoren, aber auch Wissenschaftlerinnen und Planern kommt daher die wichtige Aufgabe zu, die Debatte um juristische und planungspolitische Aspekte der Energiewende mit verständlichen, klaren Aussagen zu bereichern. Dabei müssen auch die Grenzen der Beteiligung aufgezeigt werden, damit nicht alle ohne Chance auf Einfluss über alles reden. Auch wenn nicht jeder die Angebote einer solchen partizipativen Energiewende wahrnimmt, bietet sie die Möglichkeit einer „planungspolitischen Volkshochschule“, die Bürger zu Kennerinnen und Kennern der Planungspolitik machen kann, die dann auch in ihrem Umfeld vermitteln.

In letzter Zeit hat sich allerdings angesichts der nicht nur, aber auch durch die Social-Media-Kanäle aufgeheizten gesamtgesellschaftlichen Atmosphäre eine gewisse Ernüchterung hinsichtlich nicht nur der Effektivität, sondern auch der Legitimität mancher Partizipationsmöglichkeiten eingestellt.¹⁸⁶ So wirken sich informelle Formate nicht automatisch akzeptanzfördernd beziehungsweise konfliktbefriedend aus, sondern vielmehr ist es auch hier entscheidend, wie sie ganz konkret ausgestaltet werden. Daher sollte neben der (wo sinnvollen) Ergänzung durch informelle Formate ganz bewusst der Fokus auf der Verbesserung der formellen Verfahren liegen. Ein Vorteil der formellen Verfahren ist es, dass sie hinsichtlich Planbarkeit und Verfahrenssicherheit besser einzuschätzen sind. Ebenso weisen sie aufgrund ihrer Standardisierung prinzipiell eine potenziell höhere Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit auf. Zudem sollte es für eine funktionierende Gesellschaft natürlich das Ziel sein, das Vertrauen in die

¹⁸⁵ Andreas Voßkuhle in seinem Vortrag „Rechtsstaat und Demokratie“ anlässlich des Juristentages in Leipzig (Voßkuhle 2018).

¹⁸⁶ Vgl. die systematische Auflistung von Defiziten in den Beteiligungsverfahren bei Roßnagel et al. 2016.

Unabhängigkeit der verfahrensführenden Behörden, welche gewissermaßen als Anwalt der Bürgerinteressen fungieren, zu bewahren.

Durch die sozialen Medien entstehen neue Formen der Bürgerbeteiligung, die einerseits als Möglichkeit zu begrüßen sind, dass sich Menschen niederschwellig auch jenseits gefilterter massenmedialer Kommunikation Gehör verschaffen können. Andererseits bilden sich neue Formen suggestiver oder manipulativer Kommunikation (inhaltlich wenig ausbalancierte Foren, sogenannte Filterblasen), die die Grundidee von Transparenz und Partizipation unterminieren: nämlich im öffentlichen Raum einen Diskurs zu führen, in dem Partikularinteressen zwar zu Wort kommen dürfen, aber doch dem Ziel der Kompromissfindung untergeordnet werden. Diese lange Zeit als selbstverständlich hingenommene allgemeine Öffentlichkeit, die sich auf einen grundlegenden Wertekonsens berufen kann und geschlossene Meinungsmilieus durchbricht, droht in letzter Zeit zu erodieren, wie die aktuellen politischen Entwicklungen hin zu einem erstarkenden Populismus deutlich zeigen.

Diese derzeit zu beobachtenden Krisen machen umso mehr deutlich, wie wichtig es für eine gelingende Transformation des Energiesystems ist, dass alle Bürgerinnen und Bürger politisch an der Energiewende partizipieren können. Möglichst alle gesellschaftlichen Gruppen sollen ihre Interessen kommunizieren und auf faire Weise Zugang zum politischen Diskurs erhalten können. Dafür ist nach Wegen zu suchen, die die in jüngster Zeit erkannten Partizipationsgefährdungen ernst nehmen, und die ständig nach Verbesserungsmöglichkeiten der Institutionenstruktur einschließlich der bereits von Rechts wegen gegebenen Partizipationsmöglichkeiten beispielsweise in Genehmigungsverfahren sowie weiterer informeller begleitender Beteiligungsmöglichkeiten schauen.

5 Handlungsoptionen

Das Ziel der Energiewende ist, eine klimafreundliche, sichere, bezahlbare und gesellschaftlich akzeptierte Energieversorgung für alle Bürgerinnen und Bürger sowie für die Industrie zu gewährleisten. Ob Energie zukünftig zentraler oder dezentraler bereitgestellt werden sollte, hängt in erster Linie davon ab, inwieweit zentrale und dezentrale Technologien und Koordinationsmechanismen zu diesem Gesamtziel beitragen können. Die Frage nach einem geeigneten Maß an (De-)Zentralität kann daher nur im Gesamtkontext der Transformation des Energiesystems beantwortet werden. Für eine gelingende Transformation gibt es sechs grundsätzliche Herausforderungen:

Ausbau der erneuerbaren Energien verstärken: Der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik ist derzeit zu langsam, um die Ausbau- und Klimaschutzziele zu erreichen. Dies gilt umso mehr, wenn man den steigenden Strombedarf durch Sektorenkopplung berücksichtigt. Um die langfristigen Ziele zu erreichen, muss ein Großteil der vorhandenen Wind- und Solarpotenziale genutzt werden – durch Windenergieanlagen im Norden, im Süden und auf See sowie Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und Freiflächen. Damit Deutschlands Energieversorgung in dreißig Jahren klimaneutral sein kann und das mit dem Pariser Klimaschutzabkommen kompatible Emissionsbudget nicht überschritten wird, muss die Entschließung aller Potenziale zeitnah entschlossen vorangetrieben werden.¹⁸⁷

Durch den umfassenden Ausbau der erneuerbaren Energien werden sich Konflikte bei der Flächennutzung in Zukunft verschärfen. Hierzu zählen Konflikte mit dem Naturschutz, die empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Belastung von Anwohnerinnen und Anwohnern sowie die Konkurrenz mit anderen Formen der Landnutzung. PV-Anlagen in bereits bebauten Gebieten – insbesondere auf Dachflächen – bergen das geringste Konfliktpotenzial. Eine verstärkte Nutzung von Windenergie auf See – gegebenenfalls mit der Erzeugung von Wasserstoff vor Ort, um den Stromleitungsbau zu begrenzen – könnte die Belastung der Menschen reduzieren. Hier besteht allerdings noch Forschungsbedarf zu den ökologischen Auswirkungen. Die Flächenkonflikte in Deutschland könnten auch durch einen verstärkten Import von Energie entschärft werden. Hierbei ist allerdings darauf zu achten, dass negative ökologische und soziale Auswirkungen nicht in andere Länder verlagert werden.

Daraus folgt: Sowohl sehr dezentrale Technologien wie PV-Dachanlagen als auch sehr zentrale Ansätze wie Windparks auf See oder Energieimporte können dazu beitragen, Flächenkonflikte abzumildern. Um den Ausbau der Erneuerbaren

¹⁸⁷ Die Klimaschutzziele der Bundesregierung sind vereinfachend für einzelne Jahre festgeschrieben (2020, 2030, 2050). Um die Erderwärmung auf unter 2 oder 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, ist allerdings nicht der CO₂-Ausstoß in einem bestimmten Jahr, sondern die Gesamtmenge an Emissionen relevant. Wird ein kurzfristiges Ziel verfehlt, müssten die langfristigen Ziele verschärft werden, um das Emissionsbudget dennoch nicht zu überschreiten. Daher ist eine möglichst schnelle Reduktion der Treibhausgasemissionen von größter Bedeutung.

zu beschleunigen, gleichzeitig aber die Flächenkonflikte möglichst gering zu halten, braucht es jedoch geeignete rechtlich-ökonomische Rahmenbedingungen.

Ein weiterer Hebel, um Flächenkonflikte zu entschärfen, ist ein sparsamerer Umgang mit Energie. Denn je weniger Energie verbraucht wird, desto weniger Erneuerbare-Energie-Anlagen und Stromnetze werden benötigt. Eine Reduktion des Energieverbrauchs – sowohl durch Änderungen des Verbraucherverhaltens als auch durch effizientere Technologien – sollte daher politisch priorisiert werden.¹⁸⁸

Netzausbau umsetzen: Für eine erfolgreiche Energiewende ist bis 2050 ein erheblicher Ausbau sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz erforderlich. Bei einem stärker dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien wird der Ausbau der Übertragungsnetze in Teilen möglicherweise erst etwa zehn Jahre später notwendig. So könnte ein schneller Ausbau dezentraler Erneuerbare-Energie-Anlagen dazu beitragen, die kurz- und mittelfristigen Ausbauziele der erneuerbaren Energien zu erreichen, selbst wenn der Netzausbau aufgrund von Akzeptanzproblemen verzögert wird. Voraussetzung ist allerdings, dass die dezentralen Anlagen systemdienlich betrieben werden. Gleichzeitig sollte klar kommuniziert werden, dass die langfristigen Ziele der Energiewende ohne Netzausbau nicht erreichbar sind. Daher müssen in jedem Fall Wege für einen gesellschaftlich akzeptierten Netzausbau gefunden werden.

Digitalisierung gestalten: Aufgrund der schwankenden Einspeisung der Wind- und Sonnenenergie wird es zukünftig anspruchsvoller werden, Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Um die steigenden Anforderungen an die Koordination zu bewältigen, ist Digitalisierung unverzichtbar. Bei dezentraleren Systemen sind die Herausforderungen an die Koordination wahrscheinlich noch größer als bei zentraleren, da es hier mehr Akteure als Prosumer zu koordinieren gilt. Außerdem unterscheidet sich ein dezentraleres System stärker vom heutigen System als ein zentraleres, sodass es weniger belastbare Erfahrungen gibt. Je mehr Anlagen vernetzt sind, desto größer ist die potenzielle Angriffsfläche für Cyberkriminelle. Resilienz und insbesondere die Schadensbegrenzung im Falle eines Angriffs sind daher wichtige Kriterien für die Ausgestaltung des digitalisierten Energiesystems. Eine mehrschichtige Struktur mit einer zentralen Koordinierungsebene und dezentralen Zellen, die jeweils unabhängig eine Grundversorgung gewährleisten und sich vom übergeordneten Netz abkoppeln können, fördert ein resilientes Energiesystem.

CO₂-Preissignal stärken: Ein wirksamer, einheitlicher CO₂-Preis als Leitinstrument würde dazu beitragen, die Klimaschutzziele möglichst kostengünstig zu erreichen. Ob sich eher dezentralere oder eher zentralere Technologien durchsetzen, entscheidet dann der Markt – eine politische Entscheidung für oder gegen bestimmte Technologien wäre nicht erforderlich. Über den CO₂-Preis hinaus braucht es ergänzende Instrumente – etwa, um die erforderlichen Leitungsnetze zu schaffen oder externe Kosten – zum Beispiel durch flächenbezogene Konflikte – einzubeziehen.

Regulierung entschlacken: Die heute bestehende, kaum noch überschaubare Vielzahl an Einzelregelungen erschwert es den Akteuren der Energiewende, klimaschonende Lösungsansätze zu entwickeln und zu implementieren. Gerade für Betreiber von dezentralen Anlagen stellen sehr komplexe regulatorische Anforderungen häufig

¹⁸⁸ Siehe auch acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, ESYS 2019.

eine große Hürde dar. Ein neues, einfacheres Regulierungssystem sollte den Markt als „Wettbewerb der Ideen“ unterstützen, das heißt offen sein für die Integration neuer Produkte und Dienstleistungen, die heute noch niemand vorhersehen kann (siehe Abschnitt 5.2.2).

Partizipation stärken: Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie von der Bevölkerung mitgetragen und aktiv unterstützt wird. Da der größte Teil auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem noch vor uns liegt, ist anzunehmen, dass die Konflikte um den Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen und der Netze sowie um die Verteilung der Kosten der Energiewende weiter zunehmen werden. Kurzfristig kann die bestehende hohe Akzeptanz insbesondere für dezentrale PV-Anlagen dazu beitragen, dass Bürgerinnen und Bürger als Prosumer aktiv die Energiewende vorantreiben. Dies sollte durch entsprechende Rahmenbedingungen ermöglicht und unterstützt werden. Gleichzeitig braucht es auch für zentralere Anlagen sowie für den Netzausbau Beteiligungsverfahren, bei denen die Interessen verschiedener Gruppen angemessen berücksichtigt und die von allen Betroffenen als fair empfunden werden. Dies beinhaltet sowohl eine ökonomische Beteiligung, die dazu beiträgt, Nutzen und Lasten der Energiewende gerecht zu verteilen, als auch politische Beteiligungsmöglichkeiten, die es Bürgerinnen und Bürgern gestatten, die Energiewende und deren Auswirkungen auf ihr Lebensumfeld aktiv mitzugestalten.

Die im Folgenden diskutierten Handlungsoptionen zeigen konkrete Ansatzpunkte auf, wie diese sechs grundsätzlichen Herausforderungen durch Nutzung von dezentraleren und zentraleren Technologien bewältigt werden können.

5.1 Technische Voraussetzungen für eine sichere und klimafreundliche Energieversorgung

Energiepolitische Instrumente sollten sicherstellen, dass die technischen Voraussetzungen für eine sichere und klimafreundliche Energieversorgung möglichst kostengünstig erreicht werden. Die grundsätzlichen technischen Herausforderungen für zukünftige Energiesysteme, die als Hauptenergiequelle Wind und Sonne nutzen, bestehen unabhängig von (De-)Zentralitätsaspekten. So wird es mit steigender volatiler Einspeisung ins Stromnetz und abnehmender Stromerzeugung durch regelbare Kraftwerke schwieriger, das Energieangebot und die Energienachfrage zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten. Flexibilitätsoptionen wie Speicher, aber auch digitale Informations- und Steuerungssysteme gewinnen daher an Bedeutung.

Viele der für die Transformation des Energiesystems benötigten Technologien (unter anderem Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen, Flexibilitäts- und Sektorenkopplungstechnologien und grundlegende IKT wie Smart Meter oder Regelalgorithmen) sind bereits einsatzbereit.¹⁸⁹ Es besteht daher Handlungsbedarf, Möglichkeiten zur Nutzung dieser Technologien und entsprechende **Rahmenbedingungen sowie Anreize** dafür zu schaffen. Gleichzeitig besteht weiterhin Forschungsbedarf: Es gilt, die Effizienz von Technologien zu verbessern, die Kosten zu senken und die Umweltverträglichkeit – zum Beispiel durch die Wahl recycelbarer Materialien – zu erhöhen. Ohne diese Weiterentwicklungen und Kostensenkungen können die Technologien nicht

¹⁸⁹ Mazur et al. 2019.

großflächig eingesetzt werden. Auch langfristige Technologieforschung wird weiterhin benötigt, um über eine bloße Weiterentwicklung bestehender Technologien hinaus neue Wege zu entdecken, die verschiedenen Anforderungen des Energiesystems effizienter, kostengünstiger und umweltfreundlicher zu erfüllen.¹⁹⁰ Projekte wie **Reallabore** können die praktische Umsetzung von Technologien untersuchen und liefern Erkenntnisse darüber, inwiefern Technologien auch im Zusammenspiel einsatzbereit sind. Sie liefern daher kurzfristig einen Beitrag, die Energiewende zu beschleunigen. Diese Erprobung von bestehenden Technologien ersetzt jedoch nicht die langfristige Forschung an Innovationen und Lösungsansätzen.

Zu neuen Lösungsansätzen zählt auch ein Überdenken bestehender Paradigmen im Lichte des technischen Fortschritts. So könnte beispielsweise der durch die Digitalisierung **verbesserte Informationsaustausch** schnellere Reaktionen auf Ereignisse im Energienetz ermöglichen und das klassische (n-1)-Kriterium¹⁹¹ im Sinne einer Vorhaltung von Betriebsmitteln zukünftig teilweise ersetzen. Beispielsweise könnten bei einem Störfall Leistungsflüsse gezielt verschoben werden, die Vorhaltung redundanter Leitungskapazitäten könnte entfallen.

Im Hinblick auf einen wirksamen Klimaschutz muss der Ausbau sowie die sichere und zuverlässige großflächige Integration von erneuerbaren Energien deutlich beschleunigt werden. Es ist davon auszugehen, dass dies nur gelingen kann, wenn zentralere und dezentralere Ansätze kombiniert werden – sowohl auf technischer als auch auf regulatorischer Ebene. Langfristig müssen alle Potenziale, zentral wie dezentral, erschlossen werden.

5.1.1 Netze

Die **Übertragungsnetze** werden auch bei einer dezentraleren Ausgestaltung des Energiesystems ausgebaut werden müssen, um regionale Schwankungen auszugleichen (vergleiche Abschnitt 4.1.5). Zudem ist das Verbundsystem eine Voraussetzung für den europäischen Strommarkt. Auch in untersuchten dezentralen Szenarien¹⁹² ist Deutschland am länderübergreifenden Strommarkt beteiligt, sodass eine entsprechende Infrastruktur zur Energieübertragung über große Entfernungen benötigt wird.

Der Ausbau der Übertragungsnetze sollte so **sozial verträglich gestaltet** werden wie möglich. In diesem Sinne sind die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und die Erhöhung der Übertragungskapazität von **Technologien mit Erdkabelverlegung** erstrebenswert. Zudem stellt die Verlegung von Leerrohren im Zuge von Netzausbaumaßnahmen eine Option dar, um die Übertragungskapazität zu einem späteren Zeitpunkt einfacher erhöhen zu können.

Der Einsatz erneuerbarer Energien erfolgte bisher zu 90 Prozent im **Verteilungsnetz**.¹⁹³ Das historisch entstandene elektrische Netz ist allerdings nicht für die Einspeisung im Verteilungsnetz und eine mögliche Leistungsflussumkehr von

¹⁹⁰ So wurden etwa Solarfolien entwickelt, die das Sonnenlicht gezielt auf Solarzellen lenken und damit deutlich bessere Wirkungsgrade erreichen als herkömmliche Silizium-PV-Module (Pieper et al. 2018).

¹⁹¹ Das n-1-Kriterium besagt, dass ausreichend Redundanz vorhanden sein muss, um den Betrieb auch bei Ausfall eines Betriebsmittels zu gewährleisten.

¹⁹² WWF 2018-1.

¹⁹³ BMWi 2014.

niedrigeren Spannungsebenen zu höheren ausgelegt.¹⁹⁴ Herausforderungen ergeben sich unter anderem bei der Spannungshaltung: Eine hohe Einspeisung durch Erneuerbare bei Schwachlast kann die Netzspannung um mehr als die zulässigen 10 Prozent des Sollwerts erhöhen. Verschiedene Maßnahmen können diesem Effekt entgegenwirken, darunter Netzverstärkungen, die Abregelung der Einspeisung sowie der Einsatz von Speichern oder Spannungsreglern wie regelbaren Ortsnetztransformatoren. **Je mehr dezentrale, kleine Erzeugungseinheiten es gibt, desto stärker muss das Verteilnetz ausgebaut werden.** Zudem können neue Stromverbraucher, insbesondere Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, einen erheblichen Verteilungsnetzausbau erforderlich machen.

Durch das **Kappen von Leistungsspitzen** kann in (zentraleren und) dezentraleren Szenarien der Netzausbaubedarf reduziert werden. Im Energiewirtschaftsgesetz gibt es bereits die Regelung, dass Leistungsspitzen bis zu 3 Prozent abgeregelt werden dürfen.

Da in Zukunft ein Großteil der Anlagen an die Verteilungsnetze angeschlossen sein wird, werden **Systemdienstleistungen** wie Engpassmanagement, Spannungshaltung und Frequenzhaltung zukünftig auf Verteilungsebene durch Anlagenbetreiber oder Verteilnetzbetreiber erbracht werden müssen. Für die künftige Einbindung dezentraler Ressourcen in den Systembetrieb und das Zusammenspiel von Übertragungs- und Verteilungsebene müssen Konzepte entwickelt werden und die Verantwortlichkeiten der Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber festgelegt werden.¹⁹⁵

Besonders in dezentraleren Strukturen müssen viele kleinere Anlagen zum systemdienlichen Betrieb koordiniert werden. Dies wird eine geeignete **informationstechnische Einbindung** erfordern. Die zukünftigen Informationsaustauschbedarfe hängen dabei von der noch festzulegenden Aufgabenverteilung der Akteure ab, und können daher heute noch nicht genau quantifiziert werden. Die erforderlichen **Sensoren und Aktoren** sind bereits verfügbar und können in den Anlagen installiert werden. So können spätere Rollouts von **Software-Upgrades** einfach und schnell installiert werden. Eine Herausforderung hierbei ist, dass die Anlagenbetreiber (darunter Haushalte) die Regelung ihrer Anlagen von außen in einem gewissen Rahmen zulassen müssten.

Entwicklungsbedarf besteht bei **erweiterten Simulationsverfahren**, die eine Modellierung der neuen Netzstrukturen und Technologien wie Sektorenkopplung und Speichern berücksichtigen. Außerdem spielen der **Informationsaustausch** und die Regelung der verschiedenen Systemkomponenten eine zunehmend wichtige Rolle (siehe Kapitel 4.1.6). Auch die Reaktionsfähigkeit auf schnelle Leistungsschwankungen, die Bereitstellung von Momentanreserve und Systemdienstleistungen müssen durch entsprechende Technologien und IKT-Konzepte unterstützt werden.

¹⁹⁴ Diese Situation tritt bereits heute beispielsweise in windreichen Regionen Schleswig-Holsteins auf.

¹⁹⁵ Zur Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern laufen derzeit Gespräche auf deutscher und europäischer Ebene. Vorschläge zur zukünftigen Ausgestaltung der Zusammenarbeit werden beispielsweise in VDE 2015, Electra 2013, und VKU 2017 diskutiert. Auch einige Forschungsprojekte beschäftigen sich mit dem Thema, unter anderem das SINTEG-Projekt enera sowie das Projekt TDX-assist (<http://www.tdx-assist.eu/>).

Im Hinblick auf die **Resilienz** des Netzbetriebs fehlen Erfahrungen für Fehlerlokalisierung und Konzepte zum Wiederaufbau der Versorgung mit dezentralen Anlagen. Generell ist zu beachten, dass eine robustere Auslegung mit höheren Kosten einhergeht, sodass in einem gewissen Maß zwischen Resilienz und Kosten abgewogen werden muss.¹⁹⁶

Es ist wünschenswert, dass zukünftig in **Energieszenarien** die Verteilungsnetze stärker berücksichtigt werden. Andernfalls ist ein aussagekräftiger Kostenvergleich zwischen zentralen und dezentralen Szenarien kaum möglich.

5.1.2 Flexibilität

Verschiedene Flexibilitätstechnologien wie Batteriespeicher und Power-to-Gas sind technisch einsatzfähig, großenteils aber noch relativ teuer. Angesichts des hohen zukünftigen Bedarfs an Flexibilität würde eine **Kostenreduktion bei Speichertechnologien** die Kosten des Gesamtsystems erheblich senken.

Um den Netzausbau und den Gesamtbedarf an Flexibilitätstechnologien zu reduzieren, sollten Speicher **prognosebasiert und systemdienlich** betrieben werden. Dies muss zum einen durch Anpassungen des regulatorischen Rahmens angereizt werden, erfordert zum anderen aber auch intelligente IKT-Lösungen. Für dezentrale Speicher in Haushalten wird der systemdienliche Betrieb voraussichtlich schwerer zu verwirklichen sein als für zentralere Speicher, die von Netzbetreibern oder Energieversorgern betrieben werden.

Für die Bereitstellung von **Momentanreserve** und Primärregelleistung werden neue Konzepte benötigt. Denn zukünftig werden Kraftwerksturbinen für den verzögerungsfreien Ausgleich von Leistungsungleichgewichten zunehmend entfallen. Direkt gekoppelte Anlagen wie thermische Kraftwerke und netzsynchrone Phasenschieber können auch zukünftig diese Aufgabe übernehmen. Da Erneuerbare-Energie-Anlagen im Normalfall über leistungselektronische Umrichter am Netz betrieben werden, können sie eine Momentanreserve nur im Zusammenspiel mit integrierten Speichern und entsprechenden Regelungsstrategien bereitstellen.

Um das Gesamtsystem möglichst kostengünstig zu gestalten, sollten auch Optionen zum **Import** von Flexibilität (und damit eine stärkere Nutzung lastferner Flexibilitätsoptionen) in Erwägung gezogen werden. Eine stärkere **europäische Integration** mit einer Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels erhöht zwar den Netzausbaubedarf, reduziert aber den Zubaubedarf an Speichern in Deutschland.

Außereuropäische Länder wie Russland oder afrikanische Länder bieten zusätzliche Potenziale für den Import von Flexibilität, da sie anderen Wettersystemen unterliegen. Somit liefern sie ein gutes Wind- und Solarstrahlungsangebot zeitlich versetzt zu Deutschland. Ein direkter **Import von Strom** würde allerdings den **Ausbau von Stromtrassen** über mehrere Landesgrenzen erforderlich machen. Angesichts der unterschiedlichen regulatorischen Hürden in den Ländern und möglicher Akzeptanzprobleme erscheint dies schwierig. Zudem sind die möglicherweise gravierenden Folgen eines Ausfalls der Stromlieferungen zu berücksichtigen. **Synthetische Kraftstoffe**

¹⁹⁶ ESY AG „Resilienz digitalisierter Energiesysteme“.

(E-Fuels) aus nichteuropäischen Ländern zu importieren erscheint daher hinsichtlich der Machbarkeit und Energiesicherheit vorteilhafter.

Sowohl beim Import von Strom aus Ländern, die nicht dem europäischen Emissionshandel unterliegen, als auch beim Import von E-Fuels sollte sichergestellt werden, dass diese aus erneuerbaren Energien hergestellt sind und im vorgesehenen Maße **zur globalen CO₂-Einsparung beitragen**. Hier wären Mindeststandards und Berechnungsverfahren zum Beispiel im Rahmen von **Zertifizierungsmechanismen** festzulegen. In diesem Zusammenhang muss geklärt werden, wie importierte Energieträger aus Kernkraft oder aus fossilen Kraftwerken mit CCS bewertet werden sollten. Dies könnte in Deutschland im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz relevant sein.

Zusammenfassend liegen die **technischen Herausforderungen** für die Energiewende vor allem in der Weiterentwicklung der benötigten Technologien für den großflächigen Rollout und in der Reduktion der entsprechenden Bereitstellungskosten. Dabei ist die **Technologieoffenheit** ein Schlüsselement für eine gelingende Energiewende. Dies gilt sowohl für die großflächige Implementierung bestehender Technologien als auch für die Forschung an neuen Technologien.

5.2 (De-)Zentralität im rechtlich-ökonomischen Gesamtrahmen

Zukünftige, weitestgehend auf erneuerbaren Energien basierende Energiesysteme erfordern einen möglichst konsistenten rechtlich-ökonomischen Gesamtrahmen, unabhängig von (De)Zentralitätsaspekten. Ein stärkeres CO₂-Preissignal als Leitinstrument würde dazu beitragen, die Klimaschutzziele möglichst kostengünstig zu erreichen. Zudem würde ein neues, einfacheres Regulierungssystem bestehende Hürden für die Integration von innovativen Produkten und Dienstleistungen abbauen.

5.2.1 Stärkung des CO₂-Preises

Aus ökonomischer Sicht führt ein CO₂-Preis zu einer (kosten-)effizienten Vermeidung von CO₂-Emissionen und gilt daher als **First-Best-Lösung**. Ein **sektorenübergreifender CO₂-Preis** würde externe Effekte in allen Bereichen des Energiesystems einbeziehen. Allerdings erscheint ein CO₂-Preis in Höhe der Schadenskosten des Klimawandels für die Umwelt¹⁹⁷ – zum Beispiel in Form einer Steuer – politisch kurzfristig kaum durchsetzbar.¹⁹⁸ Falls es nicht gelingt, einen CO₂-Preis zu etablieren, der die externen Kosten angemessen widerspiegelt beziehungsweise der ausreichend hoch ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen, sind zusätzliche förderpolitische oder ordnungsrechtliche Maßnahmen erforderlich.¹⁹⁹

In Deutschland existiert eine direkte CO₂-Bepreisung aktuell nur im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), welches die Energiewirtschaft und

197 So empfiehlt das Umweltbundesamt, für die Schadenskosten einer Tonne CO₂, die im Jahr 2016 emittiert wird, 180 Euro pro Tonne anzusetzen, für eine Tonne CO₂, die im Jahr 2030 emittiert wird, 205 Euro (UBA 2019).

198 Dies spiegelt sich auch in den Beschlüssen der Bundesregierung vom Herbst 2019 wider.

199 Diese Instrumente müssen im Kontext der Klimaziele konsequenterweise dieselbe Lenkungswirkung entfalten, die über ein CO₂-Preissignal als nicht durchsetzbar eingeschätzt wird. Dies erfolgt wahrscheinlich zum Preis reduzierter ökonomischer Effizienz, das heißt zu noch höheren volkswirtschaftlichen Kosten, gegebenenfalls allerdings mit geringeren Umverteilungswirkungen als bei einer umfassenden CO₂-Bepreisung. Ein Beispiel für solche Erwägungen sind die politischen Bedenken zur Belastung von Pendlerinnen und Pendlern sowie einkommenschwachen Haushalten.

energieintensive Anlagen in der Industrie umfasst.²⁰⁰ Zumindest in der Vergangenheit war die Lenkungswirkung des EU-ETS in Anbetracht des niedrigen Preisniveaus fragwürdig.²⁰¹ Hinzu kommt, dass andere Sektoren des Energiesystems darin nicht berücksichtigt werden. Dies führt zu ungleichen Grenzkosten für CO₂-Emissionen in unterschiedlichen Sektoren.²⁰² Nachteilig ist außerdem, dass unterschiedliche Energieträger ungleich mit Steuern, Umlagen und Abgaben etc. belastet werden.²⁰³ Im internationalen Kontext kann bei unterschiedlichen CO₂-Preisen im In- und Ausland zudem ein weiteres Problem auftreten: das sogenannte **Carbon Leakage**, also die Verlagerung CO₂-intensiver Prozesse in Regionen ohne oder mit niedrigen CO₂-Preisen.²⁰⁴

Um die CO₂-Emissionen wirksam über alle Sektoren hinweg zu bepreisen, sollte der **CO₂-Preis als Leitinstrument** für den Klimaschutz verankert werden.²⁰⁵ Die zwei grundsätzlichen Möglichkeiten sind hierbei, den **Emissionshandel auf bisher nicht berücksichtigte Sektoren auszuweiten** oder eine **CO₂-Steuer beziehungsweise -Abgabe** in diesen Sektoren einzuführen.²⁰⁶ Bei der Ausgestaltung spielen neben Umsetzungshemmnissen Verteilungseffekte eine große Rolle, um Überbelastungen von einkommensschwachen Haushalten zu vermeiden. Sofern Deutschland einen hohen CO₂-Preis im Alleingang einführen würde, wären je nach Ausgestaltung negative Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit von (energieintensiven) Unternehmen und damit den Industriestandort Deutschland zu erwarten. Daher erscheint es vielversprechender, einen CO₂-Preis in einer Allianz mit weiteren Ländern umzusetzen.²⁰⁷

Grenzsteueranpassungen („border tax adjustments“) können kosteneffizient dazu beitragen, negative Folgen für die Industrie abzumildern. Jedoch könnten auch Ausnahmeregelungen, wie sie bereits im EU ETS und im Rahmen der EEG-Umlage bestehen, auf die CO₂-Bepreisung ausgedehnt werden. Um alle Stromverbraucher teilweise zu entlasten, sollten bisherige Regularien wie die Stromsteuer oder die EEG-Umlage abgeschafft oder angepasst werden.

Eine CO₂-Bepreisung lenkt das System per se weder in eine zentralere noch eine dezentralere Ausrichtung. Energieszenarien zeigen, dass ein stark vernetztes, zentraleres System wahrscheinlich kostengünstiger wird. Wenn sich dies bewahrheitet, wird sich durch einen CO₂-Preis das System eher in diese Richtung entwickeln, sofern nicht Hindernisse wie fehlende Akzeptanz dies verhindern. Schließlich sind es die Akteure

²⁰⁰ Eine indirekte CO₂-Preiskomponente ist bereits aktuell in anderen Regelungen und Steuern implizit enthalten, beispielsweise in der Energiesteuer oder der Kfz-Steuer. Nach den Beschlüssen der Bundesregierung vom Herbst 2019 soll zukünftig hier eine explizite Preiskomponente hinzukommen.

²⁰¹ Seit dem Preisanstieg in der ersten Jahreshälfte 2018 von unter 10 Euro pro Tonne auf rund 25 Euro pro Tonne sind teilweise Verschiebungen im Stromerzeugungsmix zu beobachten. Allerdings erfolgt beim aktuellen Preisniveau keine Verdrängung der Stromerzeugung aus Braunkohle durch Gaskraftwerke, da die (kurzfristigen) variablen Kosten der Braunkohleförderung und Verstromung nach wie vor niedriger sind. Auch bei Steinkohle kommt es nur zur Verdrängung, wenn zugleich der Gaspreis wie aktuell (Mitte 2019) niedrig ist.

²⁰² Siehe hierzu acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, Ausfelder et al. 2017.

²⁰³ Agora 2017-2. Dies gilt auch nach den Beschlüssen der Bundesregierung vom Herbst 2019.

²⁰⁴ Studien zeigen, dass aufgrund der Kompensationsmechanismen und niedrigen Zertifikatspreise durch den EU ETS bisher kein Carbon Leakage verursacht wurde (aus dem Moore et al. 2019, Koch/Basse 2019, Martin et al. 2014). Bei zukünftig höheren Zertifikatspreisen könnte das Risiko von Carbon Leakage aber steigen.

²⁰⁵ Vgl. auch acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1, acatech/Leopoldina/Akademienunion 2019.

²⁰⁶ Siehe auch acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

²⁰⁷ Wenn, wie aktuell, neben dem CO₂-Preis weitere Instrumente zum Einsatz kommen, stellt sich die Herausforderung, diese verschiedenen Instrumente konsistent auszugestalten. Beispielfhaft wird dies an der EEG-Umlage deutlich, die ein wesentliches Hemmnis für die Sektorkopplung darstellt, da sie Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern verteuert.

am Markt, die entscheiden, ob sich eher dezentralere oder zentralere Technologien durchsetzen.

Zudem haben verschiedene Technologien unterschiedliche Auswirkungen, die ein CO₂-Preis nicht erfasst. Beispielsweise sind die Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die empfundenen Beeinträchtigungen der lokalen Bevölkerung bei Photovoltaik (insbesondere Dachanlagen) geringer als bei Windenergieanlagen an Land. Daher sollten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass Technologien, die überwiegend akzeptiert werden, bevorzugt behandelt werden. Denn dies kann die Chancen erhöhen, die Klimaschutzziele in dem sehr knappen Zeitrahmen zu erreichen.

5.2.2 Reduzierung der Komplexität

Für eine erfolgreiche Energiewende sollte das Regulierungssystem deutlich vereinfacht werden. Dies betrifft unter anderem Regelungen in den Bereichen Netzbetrieb, Ausbau der erneuerbaren Energien und Abgaben und Umlagen. Die kaum noch überschaubare Vielzahl an Einzelregelungen erschwert es den Akteuren der Energiewende, klimaschonende Lösungsansätze zu entwickeln und zu implementieren. Das bestehende System wird häufig durch immer weitere Sonderregelungen und Ausnahmen ergänzt, um die Fehlsteuerungen vorheriger Maßnahmen wieder auszugleichen.²⁰⁸

Doch wie kann das System an Steuern, Abgaben und Umlagen effizient entschlackt werden? Das Ziel lautet, über technologieoffene Lösungen ein **Level-Playing-Field**²⁰⁹ für vielfältige Innovationen zu schaffen. Ein neues, einfacheres Regulierungssystem sollte den Markt als „Wettbewerb der Ideen“ unterstützen, das heißt **Flexibilität zur Integration von Produkten und Dienstleistungen** bieten, die heute noch niemand kennt.²¹⁰ Sehr komplexe regulatorische Anforderungen sind für dezentrale Anlagen eher ein Hindernis als für zentrale Anlagen, da die Transaktionskosten pro installierter Leistung mehr ins Gewicht fallen. Demnach **könnte der Abbau von Bürokratie und die Entschlackung der Regulierung eine dezentralere Ausgestaltung des Energiesystems unterstützen.**²¹¹

Im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele besteht eine Herausforderung darin, keine technischen Lösungen anzureizen, die zwar heute funktionieren, mittel- bis langfristig aber nicht sinnvoll sind. Gegebenenfalls ist es sinnvoll, mit zwei Geschwindigkeiten vorzugehen: kurzfristig das bestehende System zu verbessern, mittel- bis langfristig jedoch auf ein neues, einfacheres Regulierungssystem hinzuwirken. Dies gilt insbesondere im Bereich der Förderung einzelner Stromerzeugungs- oder Sektorenkopplungstechnologien. Hier könnte ein Übergang auf eine einheitliche und hinreichende CO₂-Bepreisung deutliche Vereinfachungen ermöglichen. Dennoch wird vermutlich bei neuen Technologien wie Power-to-Gas kurz- bis mittelfristig eine

²⁰⁸ Zum Beispiel umfasste das erste EEG aus dem Jahr 2000 lediglich 13 Paragraphen. Das EEG in der Fassung aus dem Jahr 2017 hat hingegen über 100 Paragraphen.

²⁰⁹ Unter einem Level-Playing-Field versteht man gleiche Bedingungen für alle Teilnehmer eines Marktes, sodass ein fairer Wettbewerb ermöglicht wird.

²¹⁰ Zum Beispiel dürfen Verteilernetzbetreiber durch das Unbundling keine Speicher betreiben, obwohl sie einen großen Bedarf und Nutzen von Speichermöglichkeiten hätten. Aktuell fehlen Anreize für andere Akteure, Speicher zu errichten und im Sinne des Verteilernetzes zu betreiben. Hierzu werden in Kapitel 5.3. Optionen aufgezeigt.

²¹¹ Nachfolgend unterbreitet die Arbeitsgruppe teilweise auch Vorschläge, die zu zusätzlichen oder modifizierten, gegebenenfalls komplizierteren Regulierungen führen. Die Grundidee ist dabei aber: so einfach wie möglich, aber so kompliziert wie technisch oder/und ökonomisch nötig. Zum Beispiel führt die in Abschnitt 5.3.4 diskutierte Einführung netzknotenscharfer Großhandelspreise zu einer verbesserten Koordination des ökonomischen Marktgeschehens mit der physikalisch-technischen Netzbelastung.

gewisse technologiespezifische Förderung angebracht sein. Bei der Konzeption von Instrumenten ist insbesondere darauf zu achten, dass diese sowohl unter den Rahmenbedingungen des aktuellen EEG als auch ohne EEG beziehungsweise nach Ablauf der EEG-Förderung wirksam sind. Denn es werden immer mehr Anlagen aus der EEG-Förderung herausfallen und zunehmend Neuanlagen errichtet, die ohne EEG wirtschaftlich werden.

5.3 Setzen angemessener ökonomischer Anreize für dezentrale Erzeugungsstrukturen

Wie in Kapitel 4.2 bis 4.4 erörtert, können dezentrale Lösungen – insbesondere **PV-Dachanlagen** – die **Akzeptanz** des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien **erhöhen**. Energieerzeugungsanlagen nahe am Verbrauchsgebiet aufzubauen und Flexibilitäten bereitzustellen, kann außerdem dabei helfen, den Netzausbaubedarf aufzuschieben. Dadurch können erneuerbare Energien schneller ausgebaut werden, obwohl sich der Netzausbau verzögert. Somit kann es **aus politischer Sicht** gegebenenfalls sinnvoll sein, trotz der wahrscheinlich etwas höheren Kosten dezentralerer Systeme **auf Dezentralität hinzuwirken** und damit die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, die Klimaschutzziele zu erreichen.

Eine wichtige Voraussetzung, um eine zuverlässige Energieversorgung möglichst kostengünstig zu erreichen, ist **Systemdienlichkeit**. Im gegenwärtigen Energiesystem erfolgt der Bau und der Betrieb von Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten nicht unbedingt systemdienlich. Sollte das Energiesystem dezentraler ausgerichtet werden, müssen daher energiepolitische Maßnahmen die Systemdienlichkeit sicherstellen. Geeignete Instrumente bergen das Potenzial, die Systemdienlichkeit von Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitäten sowohl bei der Standortwahl als auch im Betrieb der Anlagen zu erhöhen. Grundsätzlich ist darauf zu achten, Einzelfallregelungen und generell eine Überregulierung zu vermeiden (vergleiche Kapitel 5.2.2).

5.3.1 Möglichkeiten zur lokalen ökonomischen Beteiligung

Gegenwärtig existiert keine bundesweit einheitliche Regelung, wie lokale Akteure an der Wertschöpfung erneuerbarer Energien ökonomisch teilhaben können. Grundsätzlich ist zwischen einer Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger und einer Beteiligung der Kommunen zu unterscheiden. Die lokale ökonomische Beteiligung zielt vor allem auf die technische und räumliche Dimension von (De-)Zentralität ab, da es primär um die finanzielle Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Anlagen geht. Die Ausgestaltung und der Erfolg eines Beteiligungskonzepts haben im Wesentlichen Einfluss auf die Größe der Anlage und auf dessen Standort.

In einigen Bundesländern gibt es bereits Regelungen zur freiwilligen oder verpflichtenden Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Projekten.²¹² In Mecklenburg-Vor-

²¹² Zum Beispiel Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz in Mecklenburg-Vorpommern seit Mai 2016; Bürgerenergiefonds in Schleswig-Holstein; Leitlinien „Faire Windenergie Thüringen“ seit Anfang 2016; „WindEnergieDividende“ in Hessen seit 2016.

pommern sind Projektträger etwa verpflichtet, eine lokale Beteiligung an der Investition anzubieten.²¹³ Alternativ ist eine Ausgleichsabgabe zu zahlen.

Darüber hinaus ist eine lokale Beteiligung an finanziellen Erträgen nur in geringem Umfang verpflichtend: in Form von Pachtzahlungen an Grundstückseigentümergebirinnen und -eigentümer und anteiligen Gewerbesteuerzahlungen, sofern diese anfallen.

Im Standortwettbewerb der Bundesländer führen entsprechende länderspezifische Auflagen wie die Beteiligungsklausel allerdings potenziell zu einem Wettbewerbsnachteil, weil sie die Kosten für den Betreiber erhöhen. Im Rahmen bundesweiter Ausschreibungen ist es dementsprechend problematisch, wenn in verschiedenen Bundesländern unterschiedliche Regelungen gelten. So ist gegen die gesetzliche Regelung in Mecklenburg-Vorpommern Klage erhoben worden, da sie einen Eingriff in Eigentumsrechte und eine Schlechterstellung in bundesweiten Ausschreibungen bedeute. Auch wird finanzverfassungsrechtlich argumentiert, dass sich die alternative Ausgleichsabgabe (die als Regelfall vermutet wird) nicht mit der besonderen Finanzierungsverantwortung von Vorhabenträgern begründen lässt.²¹⁴

Eine solche **Regelung zu lokaler ökonomischer Teilhabe** wirft auch die **Frage der Fairness** im Vergleich zu Regelungen für andere Infrastrukturen wie Bahntrassen auf. Fraglich ist, warum Energieanlagen anders behandelt werden sollen als andere Infrastrukturen und Industrieanlagen, die für Anwohnerinnen und Anwohner ebenfalls eine Belastung darstellen können.

Fallstudien zeigen, dass **Beteiligungsprojekte** lokal zu **hoher Akzeptanz** führen, während **Fremdinvestorenmodelle negative Effekte** mit sich bringen.²¹⁵ Die Möglichkeit der finanziellen Partizipation für betroffene Bürgerinnen und Bürger und Gemeinden kann die Akzeptanz steigern.²¹⁶ Dies kann auch ökonomisch begründet werden: Ohne ökonomische Teilhabe sind lokale Akteure von negativen externen Effekten wie Schattenwurf, der Beeinträchtigung des Landschaftsbilds oder Lichter an Windenergieanlagen betroffen, ohne dafür eine entsprechende Kompensation zu erhalten. Dadurch schwindet die Akzeptanz, und es formiert sich Widerstand gegen den Ausbau, zum Beispiel, indem Anwohnerinnen und Anwohner gegen den Bau neuer Anlagen klagen. Dies hat in den letzten Jahren zu einer sinkenden Zahl neuer Projekte beigetragen. Die **ökonomische Beteiligung** könnte dementsprechend ein wichtiger Baustein für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sein.

Die ökonomische Partizipation an Neubauprojekten (zentral sowie dezentral; Erzeuger sowie Flexibilität) könnte durch ein **bundesweites Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz** ähnlich wie in Mecklenburg-Vorpommern gestärkt werden. So kann die Beteiligung von Standortkommunen und/oder betroffener Bürgerinnen und Bürger nach einheitlichen Regeln ermöglicht werden. Eine bundeseinheitliche

²¹³ Die Grundidee des Gesetzes in Mecklenburg-Vorpommern ist die Verpflichtung von Projektträgern, für neue Windparks eine haftungsbeschränkte Gesellschaft zu gründen und den unmittelbaren Nachbarn Anteile von mindestens 20 Prozent dieser Gesellschaft zur Beteiligung anzubieten.

²¹⁴ Wegner 2018.

²¹⁵ Vgl. Schweizer-Ries et al. 2010, AEE 2012.

²¹⁶ So deuten sozialwissenschaftlichen Untersuchungen darauf hin, dass ein Zusammenhang zwischen einer positiven Einstellung zur Windenergie und finanzieller Beteiligung besteht (zum Beispiel Schweizer-Ries et al. 2008, S. 46 ff.; Warren/McFadyen 2010; Pedersen et al. 2009; Devine-Wright 2005; Hyland/Bertsch 2017; Fachagentur Windenergie an Land 2016; Sonnberger/Ruddat 2016; Ott/Keil 2017; Hübner et al. 2019).

Regelung gewährleistet grundsätzlich **gleiche Wettbewerbsbedingungen** in ganz Deutschland. Das erscheint beispielsweise wichtig im Hinblick auf die bundesweiten Ausschreibungen von Erzeugungsanlagen bei Windenergie, Solaranlagen und Biomasse. Andererseits lassen landesrechtliche Regelungen mehr Raum für die Berücksichtigung spezifischer Anliegen der Länder. Dabei ist zum Beispiel zu berücksichtigen, dass die Landesparlamente häufig andere Mehrheitsverhältnisse widerspiegeln als der Bundestag und damit verbunden auch andere politische Ziele verfolgen.

Zur ökonomischen Beteiligung sind jedoch auch viele andere Modelle denkbar, die auf gesetzlicher oder freiwilliger Basis eingesetzt werden können. Zum Beispiel könnte eine Investitionsbeteiligung durch Eigenkapital-Einlagen bei Erneuerbare-Energie-Anlagen eingeführt werden, sodass Bürger beziehungsweise kommunale Unternehmen direkt am Gewinn beteiligt werden. In Dänemark sind zum Beispiel Investitionsbeteiligungen für alle Erneuerbare-Energien-Projekte vorgeschrieben. Zum Ablauf plant der Projektierer zunächst die Anlage allein und durchläuft den Genehmigungsprozess, bevor er für Anwohnerinnen und Anwohner einen gesetzlich vorgeschriebenen Satz von mindestens 20 Prozent der Anteile zum Kauf ausschreibt.²¹⁷ In Deutschland ist ein potenzieller Einwand, dass die Zuständigkeit für die Raumordnung eher bei den Ländern liegt. Allerdings könnte gegebenenfalls auf die Gesetzgebungskompetenz des Bundes verwiesen werden, wenn die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht. Dies müsste näher geprüft werden.

Ein weiterer Ansatz zur stärkeren finanziellen Beteiligung von betroffenen Gemeinden bietet die **Erhebung beziehungsweise Erhöhung von Steuern und Abgaben**. Dazu zählen etwa die Sonderabgabe, die Gewerbesteuer- oder Grundsteueranpassung. In Brandenburg sollen Gemeinden, in denen Windenergieanlagen gebaut werden, dafür künftig Geld von den Betreibern bekommen. Geplant ist eine ertragsabhängige Sonderabgabe zwischen 5.000 und 10.000 Euro für jede neue Anlage.²¹⁸

Weiche Instrumente wie das **Siegel** „Faire Windenergie Thüringen“, welche die Mitsprache von Bürgerinnen und Bürgern sowie die Beteiligung lokaler Unternehmen an Erneuerbare-Energie-Projekten entlang der Wertschöpfungskette²¹⁹ fördern, stellen einen niederschwelligeren Ansatz dar, um die Akzeptanz zu erhöhen und Potenziale zu heben.

Weitere denkbare Beteiligungsoptionen sind die Bereitstellung von Fremdkapital, vergünstigte Stromtarife für Anwohnerinnen und Anwohner oder bilaterale Verträge.

Ökonomische Beteiligungsmodelle können zu einer zentraleren oder zu einer dezentraleren Ausgestaltung des Energiesystems führen, je nachdem, für welche Art von Anlagen die lokale Akzeptanz erreicht wird. Sollte beispielsweise in Süddeutschland die Akzeptanz für den verbrauchsnahe Ausbau kleiner bis mittelgroßer Wind- oder

²¹⁷ Papke 2018.

²¹⁸ MWE Brandenburg 2018; MAZ 2018.

²¹⁹ Diese umfasst Handwerker, Ingenieurbüros, Landwirte, Haushalte, Finanzierer, Produzenten, Stadtwerke, kommunale Unternehmen, Energiegenossenschaften etc.

Solarparks erreicht werden, würde dies eher zu einem dezentraleren System führen. Andererseits könnten Beteiligungsmodelle auch zu einer stärkeren Konzentration von (Windenergie-)Anlagen an ertragreichen Standorten führen, wenn dort durch Beteiligung eine höhere Akzeptanz vorliegt.

5.3.2 Rahmenbedingungen für Prosuming

Um die Energiewende zu schaffen, müssen in Zukunft alle Potenziale der Windenergie und Solarenergie gehoben werden: Windenergieanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaik-Anlagen von kleinen Dachanlagen auf Einfamilienhäusern über mittelgroße gewerbliche und Mieterstromanlagen bis hin zu großen Freiflächenanlagen. Hier können **Anreize für Prosuming** dazu beitragen, dass vorhandene Potenziale auf Gebäuden und Unternehmensgrundstücken besser erschlossen werden. Prosuming ist nicht nur auf Haushaltsebene denkbar, sondern ebenso in der Industrie, und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Dabei kann insbesondere auch die Sektorkopplung zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen.

Es ist von besonderer Bedeutung, **Rahmenbedingungen für systemdienliches Prosuming** zu schaffen. Hier greifen Regelungen ausschließlich für den Eigenverbrauch zu kurz. Bei der gegenwärtigen Eigenverbrauchsregelung erfolgt eine reine haushalts- beziehungsweise abnehmerbezogene Optimierung. Allerdings sollte das Ziel von Anreizen für Prosuming nicht in erster Linie die Deckung des Eigenverbrauchs sein, sondern die Aktivierung von Prosumern als Treiber der Energiewende und die damit verbundene Erschließung von Erneuerbare-Energien- und Speicherpotenzial – zum Teil durch privates Kapital, welches sonst nicht zur Verfügung stehen würde. Zum Beispiel sollten PV-Dachanlagen so konzipiert werden, dass Dachflächenpotenziale möglichst umfassend genutzt werden.

Die Rahmenbedingungen von Prosuming adressieren in gewissem Maße alle Dimensionen von (De-)Zentralität, da sowohl Anlagengröße, Verbrauch, Flexibilitätsoptionen und vor allem deren Zusammenspiel betroffen sein können. Bessere Möglichkeiten für Prosuming würden das Energiesystem eher in eine **dezentrale Richtung** lenken, da der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch mithilfe von Flexibilität eher dezentral, das heißt im Gebäude, Quartier oder Arealnetz²²⁰ stattfindet. Allerdings stellen gegenwärtig – gerade für kleine Prosumer – die fehlende technische Infrastruktur (digitale Konnektivität) und Hindernisse in den Details der Rahmenbedingungen erhebliche Barrieren dar.

Der Eigenverbrauch ist aktuell vom Gesetzgeber stark reglementiert, da die Stromerzeugung – auch für den privaten Nutzen – grundsätzlich als gewerbliche Aktivität behandelt wird. Dementsprechend greifen bisherige Sonderregelungen nur für „objektbezogenen Eigenverbrauch“ für Einzelbetreiber, wohingegen es keinen Rechtsrahmen für gemeinschaftlichen Eigenverbrauch gibt. **Mieterstrommodelle** sind nur zulässig, wenn der Mieterstrom von Letztverbraucherinnen und -verbrauchern wie Mietern oder Wohnungseigentümerinnen in dem Wohngebäude, auf dem die Solaranlage angebracht ist, oder in einem angrenzenden Gebäude verbraucht wird.²²¹ Demnach

²²⁰ Ein Arealnetz stellt eine Einheit von Anlagen dar, die im Eigentum eines Besitzers oder der Miteigentümer ist (örtliche Einheit). Es kann sich auf mehrere zusammenhängende Grundstücke ausdehnen. Die elektrische Energie wird über Leitungen und (in der Regel) Transformatorenstationen im Eigentum des Arealnetzeigentümers innerhalb des Arealnetzes verteilt (VSE 2018).

²²¹ Die juristische Formulierung für diese Bedingung lautet „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ (BNetzA 2017).

sind keine Quartierskonzepte möglich, obwohl diese für die Erschließung von Prosumer-Potenzialen und für das Gesamtsystem gegebenenfalls vorteilhaft sind. Ebenso existieren Hürden unter anderem bei den Regelungen aus dem Messwesen, aber auch durch den erheblichen rechtlichen und organisatorischen Aufwand für die Wohnungsunternehmen, die Mieterstrom-Angebote tatsächlich durchführen wollen.

Die Richtlinie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen des aktuellen EU Clean Energy Package²²² enthält jedoch Regelungen, um individuellen und kollektiven Eigenverbrauch zu begünstigen, woraus sich neue Möglichkeiten und Verpflichtungen für Deutschland ergeben. Zum einen sieht die EU-Richtlinie vor, die Bagatellgrenze **von aktuell 10 Kilowatt auf 30 Kilowatt** anzuheben. Dies bedeutet eine **vollständige Befreiung von der EEG-Umlage auf die vor Ort verbrauchten Kilowattstunden**, auch in Mehrfamilienhäusern.²²³ Die Bagatellgrenze von 30 Kilowatt ist gemäß der EU-Richtlinie auch auf kollektives Prosuming, etwa in Form von Peer-to-Peer-Modellen, anwendbar.²²⁴

Für die daraus resultierenden Einnahmeausfälle durch den Wegfall umlagefähiger Kilowattstunden ist jedoch gegebenenfalls eine Gegenfinanzierung erforderlich.²²⁵ Diese könnte zum Beispiel aus Steuermitteln finanziert werden. Zudem empfiehlt es sich, in Systemen der Umlagenbefreiung „Notbremsen“ einzubauen, das heißt rechtliche Voraussetzungen zu schaffen, die ein schnelles Gegensteuern ermöglichen, wenn das Prosuming nicht systemdienlich durchgeführt wird und Größenordnungen erreicht, bei denen es sich schädlich auf das Gesamtsystem auswirkt. Nach den Vorgaben des Clean Energy Package könnten ab dem 01.12.2026 Abgaben, Umlagen und Gebühren auf Eigenverbrauch erhoben oder erhöht werden, wenn der Gesamtanteil der Eigenversorgungsanlagen über 8 Prozent der insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität liegt.²²⁶

Weitere Handlungsoptionen betreffen den systemverträglichen Betrieb von Prosumer-Anlagen, das heißt, es sollten Anreize für eine möglichst gute Unterstützung des Gesamtsystems geschaffen werden. Dabei sollten Prosumer möglichst viele verschiedene Wahlmöglichkeiten haben (Handlungsfreiheit). Zum einen bietet sich eine zuverlässige Leistungskappung wie beim KfW-Förderprogramm an, welche die Einspeisung einer PV-Anlage auf 50 Prozent beziehungsweise 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Zum anderen könnte der **Netzbetreiber** über eine **Steuerbox** die **Prosumer-Anlagen abregeln oder abschalten**. Hier könnte zwischen (freiwilliger) Abregelung gegen Entlohnung, zum Beispiel für Systemdienstleistungen, und erzwungener Abregelung aufgrund von Problemsituationen unterschieden werden. Intelligentere Ansätze könnten ein **netzdienliches Batteriemangement** oder andere **flexible Steuerungsmöglichkeiten** umfassen.

²²² EU 2018.

²²³ Für Anlagen ab einer Nennleistung von 10 Kilowatt (kW_p) wird derzeit eine reduzierte Umlage in Höhe von 40 Prozent der EEG-Umlage erhoben.

²²⁴ Peer-to-Peer-Handel im Energiesystemkontext bezeichnet ein Konzept, welches miteinander agierenden Marktakteuren einen direkten Zugang zueinander verschafft, sodass für Stromhandelsgeschäfte und Stromlieferungen keine zentralen Instanzen wie Börsen, Broker oder Energieversorger mehr erforderlich sind.

²²⁵ Diese ist insbesondere erforderlich, insofern die Einnahmeausfälle höher ausfallen als anderweitige Reduktionen der EEG-Zahlungen. Diese treten auf, sofern stark geförderte Altanlagen aus der Förderung herausfallen oder Preissteigerungen am Strommarkt zu einer Senkung des Förderbedarfs führen.

²²⁶ § 21 Abs. 3 der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EU 2018).

Es ist zu berücksichtigen, dass eine Reaktion der Prosumer auf Marktpreissignale nicht unbedingt netzdienlich ist. Die Marktpreissignale führen in der Regel dazu, dass Prosumer eher in Zeiten eines hohen Stromangebotes bei gleichzeitig niedrigen Preisen Strom aus dem Netz beziehen und in Zeiten eines niedrigen Stromangebots und hoher Preise Strom ins Netz einspeisen. Da die Netzbelastung unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht in den Marktpreisen abgebildet wird, führt dies nicht unbedingt zu niedrigerer Netzbelastung, sondern kann die Netzbelastung im Gegenteil sogar erhöhen.²²⁷

Diese alternativen Ansätze sind weiter zu erforschen und gegebenenfalls in Real-laboren zu testen, um Vor- und Nachteile besser abschätzen zu können. Dies ist insbesondere von Bedeutung, sofern langfristig viele Prosumer-Anlagen aktiv sein werden.

Weitergehende Optionen für kollektives Prosuming beziehungsweise für **gemeinschaftlichen Eigenverbrauch** könnten zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen, da kollektives Prosuming grundsätzlich hohes, bisher nicht berücksichtigtes Potenzial für den Ausbau der Erneuerbaren und die Sektorenkopplung bietet. Ebenso könnte ein gemeinschaftlicher Eigenverbrauch für **EEG-Anlagen, die nach zwanzig Jahren aus der Vergütung fallen**, eine denkbare Möglichkeit für den Weiterbetrieb darstellen.

Es sind verschiedene Modelle des gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs denkbar, darunter Arealnetze mit einem gemeinsamen Anschlusspunkt, in denen nur die eine Netzaustauschstelle nach außen berücksichtigt wird. Diese sind in der Schweiz sehr erfolgreich, da dort Endabnehmer ihren Stromabnehmer nicht frei wählen können. Mit der Möglichkeit zur Versorgung über das Arealnetz wird daher die Wahlfreiheit erhöht – auch wenn Wahl nur darin besteht, sich als Endkunden in einem Arealnetz zusammenschließen oder nicht. Innerhalb des Arealnetzes gilt dann in der Regel keine freie Stromanbieterwahl. Daher lässt sich dieses Modell in der Form nicht unmittelbar auf Deutschland und die EU übertragen, da die freie Stromanbieterwahl und der damit in der EU vorgesehene Endkundenwettbewerb nicht ermöglicht wird. In Deutschland werden Arealnetze bisher restriktiv behandelt, um das Recht der Verbraucher zu schützen, ihren Stromversorger frei zu wählen.

Des Weiteren könnte die Nutzung des übergeordneten Netzes für **Peer-to-Peer-Handel** ermöglicht werden, wenn diese Handelspartner innerhalb eines Verteilnetzes liegen. **Aggregatoren**²²⁸ könnten Prosumer bündeln und Bürokratiekosten niedrig halten. Zudem könnte ein weiterer Ansatz sein, die Entwicklung von **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften** zu unterstützen und voranzubringen.²²⁹ Solche Ansätze sind im EU-Rechtsrahmen zu prüfen. Außerdem müssen immer Verteilungsfragen und die Infrastrukturfinanzierung im Blick behalten werden und auch geprüft werden, ob

227 Für die in Thomsen/Weber 2019 analysierten Reformvorschläge für Netzentgelte, EEG-Umlage und Strompreise zeigt sich, dass diese Vorschläge teilweise zu einer Verschlechterung der Systemdienlichkeit des Batterieeinsatzes in PV-Batteriesystemen führen. Dies ändert sich vermutlich nur, wenn der Betreiber unmittelbar zu netzdienlichem Verhalten verpflichtet wird beziehungsweise entsprechende monetäre Anreize gegeben werden.

228 Aggregatoren poolen und vermarkten Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher und Speichersysteme, um kleine Anlagen auf ein handelbares Volumen zu skalieren.

229 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften dürften beispielsweise die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft erzeugte erneuerbare Energie gemeinsam verbrauchen, speichern und verkaufen. Sowohl direkt als auch über Aggregatoren könnten sie einen nicht-diskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten erhalten (EU 2018, Artikel 22).

solche Regelungen nicht nur für einzelne Akteure, sondern auch aus Systemsicht vorteilhaft sind.

Solange Prosumer noch nicht in großem Umfang etabliert sind, schaden sie dem Gesamtsystem nicht, auch wenn einzelne Anlagen nicht systemdienlich betrieben werden. Es besteht daher ein gewisser Spielraum, Technologien und Betreibermodelle, die zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen können, zunächst in Nischen zu entwickeln. Technologisch und bei den Rahmenbedingungen muss allerdings von vorneherein die Möglichkeit angelegt sein, die Anforderungen an die Systemdienlichkeit hochzuschrauben, sobald zunehmendes Prosuming spürbare negative Auswirkungen auf das Gesamtsystem zeigt.

Entscheidend für die Handlungsoptionen im Prosumer-Kontext ist grundsätzlich ein **niederschwelliger Zugang zu robuster IKT** (vergleiche Kapitel 5.1). Es sollten von vorneherein ausreichend IKT-Funktionalitäten vorgesehen werden, die später vom Rechtsrahmen her unterschiedlich genutzt werden können. Diesbezüglich könnten Netzbetreiber verpflichtet werden, den Anschluss intelligenter Prosumer-Anlagen technisch zu ermöglichen. Fehlende Smartness oder eine fehlende, sichere IKT-Infrastruktur beim Netzbetreiber sollte kein Hinderungsgrund für den systemdienlichen Einsatz von selbsterzeugtem und gespeichertem Strom sein. Voraussetzung wäre zudem eine **Leistungsmessung für alle Verbraucher und Erzeuger**. Hier spielt der zügige Rollout von Smart Metern eine wichtige Rolle.

5.3.3 Netzentgelte

Netzentgelte werden für den Bau, Betrieb und die Instandhaltung von Strom- und Gasnetzen gezahlt. Gegenwärtig ist die Zahlung von Netzentgelten asymmetrisch: **Lediglich Verbraucher zahlen Entgelte, wohingegen Erzeuger nicht beteiligt werden.** Für Speicher sind die Regelungen in den vergangenen Jahren wiederholt angepasst worden, um wettbewerbshemmende Doppelbelastungen zu verhindern. Die Netzentgelte setzen sich entweder aus einem Grund- und Arbeitspreis oder einem Leistungs- und Arbeitspreis zusammen.²³⁰ Für die meisten Netzkunden – Kleinkunden mit einem jährlichen Verbrauch bis 100.000 Kilowattstunden – wird kein Leistungspreis erhoben, da die Messung der bezogenen Leistung nur mit Smart Metern möglich ist, die bislang in Deutschland bei Haushaltskundinnen und -kunden noch nicht flächendeckend verbaut werden.

Netzentgelte führen im derzeitigen Regulierungsrahmen zu problematischen Verteilungseffekten: Zum einen tragen Haushalte (und andere Verbraucher) mit PV-Anlagen weniger Netzkosten als Haushalte ohne PV-Anlage mit demselben Verbrauch, wenn sie dadurch die Stromentnahme aus dem Netz vermeiden. Dies ist insofern nicht verursachungsgerecht, als Haushalte mit PV-Anlage etwa an sonnenarmen Wintertagen die Netzinfrastruktur in gleichem Maße in Anspruch nehmen wie Haushalte ohne PV-Anlage. Zum anderen zahlen Verbraucher in Regionen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien wie Mecklenburg-Vorpommern häufig höhere Netzentgelte

²³⁰ Der Arbeitspreis bezieht sich auf die in einem Zeitraum insgesamt bezogene Energiemenge (Euro pro Kilowattstunden), der Leistungspreis auf die höchste in einem Zeitraum (Monat oder Jahr) gemessene Leistung (Euro pro Kilowatt), der Grundpreis ist ein Fixpreis (Euro pro Monat).

als Verbraucher in Regionen mit wenig Einspeisung, etwa im Ruhrgebiet.²³¹ Diese ungleiche beziehungsweise **ungerechte Verteilung der Netzkosten** führt vermehrt zu **Akzeptanzproblemen** und behindert einen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Ein weiteres Problem der gegenwärtigen Ausgestaltung der Netzentgelte ist, dass es für Prosumer vorteilhaft ist, den Betrieb flexibler Batteriespeicher primär an der Maximierung der Eigenverbrauchsdeckung zu orientieren. Auch die Kombination mit Marktpreissignalen führt nicht zu den gleichen Ergebnissen wie eine rein systemdienliche Optimierung, insbesondere wird dadurch keine netzdienliche Fahrweise angereizt.²³²

Für die Neugestaltung der Netzentgelte gibt es folgende Ansätze: Bei Kleinkunden (Kunden in der Niederspannung) könnte ein **geringerer verbrauchsabhängiger Anteil** der Netzentgelte erhoben werden und dieser entweder durch einen **höheren Grundpreis** oder bei der Verwendung von Leistungsmessung aus Smart Metern durch einen **Leistungspreis** (für die maximal gemessene Leistung oder/und die Anschlussleistung) kompensiert werden. Damit würde die Besserstellung von Kunden mit Eigenerzeugung gegenüber Kunden ohne Eigenerzeugung reduziert. Zudem ist es im Hinblick auf die Honorierung netzdienlichen Verhaltens sinnvoll, als Bemessungsgrundlage der Entgelte nicht nur die eigene Höchstleistung zugrunde zu legen, sondern auch die **Abnahme- beziehungsweise Einspeisungsleistung zum Zeitpunkt höchster Netzbelastung** zu berücksichtigen.²³³ Gerade für größere Lasten könnte dies größere Anreize für Flexibilität schaffen, da eventuelle Leistungsspitzen nicht bestraft werden, wenn sie nicht zur Erhöhung der Gesamtnetzbelastung beitragen. Und umgekehrt werden klare Anreize geschaffen, mit der eigenen Leistungsabnahme nicht zur Erhöhung der Gesamtspitzenlast beizutragen.²³⁴

Eine weitere Option stellt die Einführung von **Netzentgelten auch für Einspeiser (G-Komponente)**²³⁵ dar, um diese an Netzausbaukosten zu beteiligen und so indirekt die Auswahl der Standorte zu steuern. Diese G-Komponente ließe sich regional differenzieren, sodass in verbrauchsnahen Gebieten mit hoher Nachfrage – also im Süden und Westen Deutschlands – die G-Komponente niedrig ausfallen würde und in Gebieten mit hohem Angebot und geringer Nachfrage ein höherer Betrag fällig wäre.²³⁶ Zugleich vermindert eine solche Ausgestaltung der Netzentgelte, dass diese regional unterschiedlich für Verbraucher ausfallen. **Zeit- und/oder ortsvariable Tarife** sind hier zur Feinjustierung denkbar. Die Steuerbarkeit von Verbrauchern durch die Netzbetreiber sollte über **Sondertarife** wie bisher bei Nachtspeicherheizungen und

²³¹ Haushalte in Brandenburg zahlen im Jahr 2018 die höchsten Netzentgelte mit durchschnittlich 8,6 Eurocent pro Kilowattstunde. Im Vergleich dazu zahlen Haushalte in Nordrhein-Westfalen im Schnitt 6,3 Eurocent pro Kilowattstunde. Neben den Kosten für die Integration erneuerbarer Energien beeinflussen die Auslastung (Dimensionierung), die Besiedlungsdichte, das Alter und die Qualität des Netzes sowie die Entgeltpolitik der Netzbetreiber die Netzkosten (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2018).

²³² Vgl. Thomsen/Weber 2019.

²³³ Zum Beispiel das britische Modell der sogenannten „Triads“. Diese beziehen sich auf die drei halben Stunden mit der höchsten Netzlast zwischen November und Februar. National Grid, der Übertragungsnetzbetreiber in Großbritannien, nutzt diese Triads, um die Netzentgelte für Verbraucher mit Lastgangmessung festzulegen.

²³⁴ Auslastungsabhängige Netzentgelte werden in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020 ausführlich diskutiert.

²³⁵ In einigen Staaten ist das Netzentgelt in eine L-Komponente (für Load) und eine G-Komponente (für Generation) zerlegt, wobei Verbraucher die L-Komponente tragen und Erzeuger die G-Komponente. Eine solche G-Komponente, die in Deutschland gleich null ist, gibt es bereits in anderen europäischen Ländern wie Österreich, Schweden und Großbritannien.

²³⁶ Haucap/Pagel 2014.

Wärmepumpen und gegebenenfalls über fallweise Regelungen für spezielle Verbraucher oder für Verbraucher an neuralgischen Stellen im Netz auch berücksichtigt werden.

Bei einer Neugestaltung der Netzentgelte sind Verteilungseffekte zu berücksichtigen und die Aufkommensneutralität sicherzustellen.

Neben den durch die Netznutzer zu zahlenden Netzentgelten sind auch die vom Netzbetreiber zu zahlenden Entgelte für sogenannte „Systemdienstleistungen“ kritisch zu prüfen. Während die Erbringung von Regelleistung zur Frequenzhaltung aktuell marktbasierend beschafft und vergütet wird, werden andere Systemdienstleistungen bislang nicht oder nur auf der Basis von bilateralen Verträgen vergütet, etwa die Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit.²³⁷ Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, um angemessene Markt- und Vergütungsmodelle zu identifizieren.

5.3.4 Anreize auf Erzeugerseite für systemdienliche Standortwahl

Die derzeitige Situation des Ausbaus der erneuerbaren Energien zeigt, dass der Zubau nicht immer systemdienlich erfolgt. Hier wird mit systemdienlich vor allem die „räumliche Dimension“ (vergleiche Kapitel 2) von (De-)Zentralität adressiert. Gegenwärtig erfolgt der Ausbau verstärkt in lastfernen Regionen, dies führt zu erhöhten Kosten aufgrund von Abregelung, gesteigertem Redispatch und Netzausbaubedarf. Auch die neuen Ausschreibungen im EEG führen nicht zu einem lastnahen Ausbau, sondern zu einer Konzentration im Norden und Osten Deutschlands.²³⁸

Das Referenzertragsmodell²³⁹ als Anreizinstrument für die räumliche Steuerung des Windenergieausbaus sowie das definierte Netzausbauggebiet²⁴⁰ als ordnungsrechtliches Instrument für ein Mindestmaß an Standortdiversifizierung bieten keine hinreichenden Anreize für einen systemgerechten Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies liegt vor allem daran, dass Netzengpässe nicht adäquat berücksichtigt sind.

Zudem schafft die in Paragraph 15 des EEG geregelte Kompensation von 95 Prozent der entgangenen Erlöse für abgeregelte Energiemengen falsche Anreize. Die Tatsache, dass Geld für nicht produzierten Strom gezahlt wird, birgt potenzielle Risiken für die Akzeptanz der Finanzierungs- und Umlageregulungen. Zudem sind bei der Abregelung auch die Folgekosten im Gesamtsystem zu berücksichtigen.²⁴¹ Andererseits ist bei der Abregelung von Strom aus regenerativen Energiequellen auf eine angemessene Risikoverteilung zu achten, da Einspeiser von einem Netzbetreiber (Monopolist) abhängig sind. Der Einspeiser hat keine Handhabe gegen den Netzbetreiber, wenn dieser den Netzausbau nicht vorantreibt. Daher könnte die **Kompensation für entgangene**

²³⁷ Ein schwarzstartfähiges Kraftwerk ist in der Lage, im Fall eines Stromausfalls unabhängig vom Stromnetz hochzufahren und damit zum Wiederaufbau der Stromversorgung beizutragen.

²³⁸ Haucap/Pagel 2014.

²³⁹ Beim Referenzertragsmodell wird zunächst ein sogenannter Referenzstandort mit einer konkreten Windleistung definiert, dem der Wert 100 Prozent zugewiesen wird. Alle anderen Standorte, an denen Windkraftanlagen geplant sind, können nun dazu ins Verhältnis gesetzt werden: An einem 80-Prozent-Standort etwa weht im Schnitt 20 Prozent weniger Wind als am Referenzstandort, am 120-Prozent-Standort 20 Prozent mehr. Der vergütete Preis wird durch einen Korrekturfaktor bereinigt. Dieser ist an windschwachen Standorten höher und an windreichen Standorten niedriger.

²⁴⁰ Im Netzausbauggebiet bezuschlagt die Bundesnetzagentur in den Ausschreibungen für Windenergie an Land Projekte nur in einem begrenzten Umfang, bis eine festgelegte Summe an installierter Leistung erreicht ist. Zum Netzausbauggebiet zählen derzeit der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern.

²⁴¹ In BMWI 2014 wird beispielsweise die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energiemenge mit 100 EUR/MWh bewertet.

Erlöse für abgeregelte Energiemengen gestrichen werden, allerdings nur bis zu einer Grenze von etwa 3 Prozent der jährlichen Energieproduktion (wie bei der Netzplanung zugrunde gelegt). Eine solche Abregelung ohne Kompensation schafft auch zusätzliche Anreize für den Einspeiser, den Strom ohne Nutzung des Netzes lokal zu verwenden (Speicher, Sektorenkopplung).²⁴²

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die regionale Verteilung **in Ausschreibungen** über **eine regionale Komponente im Vergütungsmodell** zu berücksichtigen, die im Gegensatz zum aktuellen Referenzertragsmodell nicht primär den Ertrag der Erneuerbare-Energie-Anlagen berücksichtigen würde, sondern die Netzsituation. Alternativ könnten **Netzentgelte für Energieeinspeiser** in Gebieten mit Netzausbaubedarf (G-Komponente) erhoben werden (vergleiche Kapitel 5.3.3).

Im Rahmen einer umfassenden Umgestaltung des Großhandelsmarktes könnten auch **netzknottenscharfe, zeitvariable Preise** eingeführt werden (sogenanntes **Nodal Pricing**), die in Verbindung mit einer ortsunabhängigen gleitenden Marktprämie zu marktbasierenden Anreizen für eine systemdienliche Standortwahl führen würden.²⁴³ Eine weitere Möglichkeit für die Steuerung der Standortwahl stellen raumplanerische Steuerungsinstrumente dar, allerdings heben diese nicht primär auf die Netzsituation im elektrischen Übertragungs- und Verteilnetz ab.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen richten sich die Netzplanung und der Netzausbau nach dem (erwarteten oder bereits erfolgten) Ausbau der erneuerbaren Energien. Das heißt, die Standortentscheidungen zum Beispiel für Windenergieanlagen werden von den Projektentwicklern weitgehend unabhängig von der Netzsituation getroffen, darauf basierend wird dann der Netzausbaubedarf ermittelt und das Netz geplant. Die beschriebenen Optionen können dazu beitragen, den Ausbau der Erneuerbaren und den Netzausbau besser zu koordinieren. Denn sie schaffen Anreize, Erneuerbare-Energie-Anlagen netzdienlich zu positionieren.

Neben Erzeugungsanlagen sind auch für **Speicher** Anreize für eine systemdienliche Standortwahl zu setzen. Längerfristig bieten Speicher die Möglichkeit, Abregelung zu verhindern. Wird der Zubau von Speichern angereizt, könnten Erneuerbare-Energie-Anlagen weiterhin verstärkt im Norden zugebaut werden. Für die Steuerung des Zubaus von Speichern können im Prinzip ähnliche Instrumente eingesetzt werden wie für den Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen. Netzknotenscharfe Preise haben in diesem Fall jedoch den besonderen Vorteil, dass sie dem Speicher zeitvariabel signalisieren, welche Fahrweise gerade system- und netzdienlich ist.

Insgesamt ist sicherzustellen, dass die Anreize auf Erzeuger- und Speicherseite eine ausreichende Lenkungswirkung haben. Außerdem muss eine hinreichende Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Kalkulierbarkeit für Investoren sichergestellt werden.

5.3.5 Koordination dezentraler Komponenten im Verteilnetz

Die Integration dezentraler Erneuerbare-Energie-Anlagen und Flexibilitäten stellt das Verteilnetz bereits heute vor große Herausforderungen. Da der Ausbau des Verteilnetzes

²⁴² Eine solche modifizierte Vergütungsregelung reduziert zweifellos die Profitabilität der Erneuerbareninvestitionen, bei einer Beschränkung auf maximal 3 Prozent erscheinen die Verteilungseffekte jedoch vertretbar. Es ist auch vorstellbar, diese Regelung nur für Neuanlagen anzuwenden.

²⁴³ Eine detaillierte Diskussion eines Knotenpreissystems findet sich in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

mit hohen Kosten verbunden ist (vergleiche Kapitel 4.2.5), müssen dezentrale Komponenten systemdienlich betrieben werden, um den Netzausbau zu reduzieren. Ein netzdienlicher Betrieb wird dann relevant, wenn Netzengpässe den freien Handel behindern. Im Normalbetrieb muss ein Verteilnetzbetreiber nicht in den Fahrplan dezentraler Anlagen eingreifen.

Gegenwärtig ist die Koordination eher starr: Die Einspeisung von nicht abregelbaren PV-Anlagen wird auf 70 Prozent der Nennleistung beschränkt, die Einspeisung von PV-Speichersystemen auf 50 Prozent. Zudem existieren Vorgaben für die Blindleistungseinspeisung zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen. Vermehrt gibt es auch Angebote für E-Fahrzeugladestationen mit Recht des Netzbetreibers, Ladevorgänge zu begrenzen.

Das Zusammenspiel vieler kleiner Anlagen kann zu Problemen führen. Zum Beispiel kann eine simultane Reaktion einer großen Anzahl von Speichern (E-Fahrzeuge, PV-Batteriespeicher) in einer Region auf Marktpreissignale zu Netzengpässen führen („hohe Gleichzeitigkeit“). Bei der Nutzung eines Nodal Pricing (vergleiche Kapitel 5.3.4) würde das Problem nicht auftreten, da die Netzsituation bereits in den Marktprozessen berücksichtigt wird und mögliche Engpässe bereits im Preissignal enthalten sind.

Auch Flexibilitäten bei größeren und kleineren Verbrauchern könnten zukünftig zur Behebung von lokalen Netzengpässen genutzt werden. Im aktuellen zonalen Preissystem wird diese Möglichkeit nicht genutzt. Daraus resultieren höhere Kosten für den Netzausbau.

Die **Einführung einer gelben Ampelphase** könnte die Koordination intelligenter machen.²⁴⁴ In der Logik einer Ampel wird zwischen einer grünen Marktphase, einer roten Netzphase und einer dazwischen liegenden gelben Übergangsphase unterschieden. In der grünen Phase funktioniert das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt, in der roten Phase ist die Systemstabilität gefährdet. Die gelbe Phase tritt ein, sobald ein potenzieller Netzengpass in einem definierten Netzsegment vorliegt. Dann rufen die Verteilernetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment dezentral ab, um die rote Phase, also den Eingriff in die Fahrpläne, zu verhindern. Voraussetzung dafür ist die Ermittlung und Ausschreibung der notwendigen Kapazität. Dafür sind **lokale Märkte** wie Enea zur Engpassbewirtschaftung denkbar. Durch die Regionalisierung des Energiehandels erhalten Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, effizient auf dezentrale Erzeuger, Lasten und Flexibilitäten zuzugreifen.²⁴⁵ Die Ausgestaltung spielt dabei allerdings eine wichtige Rolle.²⁴⁶ Eine grundlegende Option stellen wiederum netzknotenscharfe Preise dar. Zudem könnte eine **Stärkung der Eingriffsmöglichkeiten²⁴⁷ von Netzbetreibern in Problemsituationen** durchdacht werden.²⁴⁸ Des Weiteren kann die Nutzung von

244 BDEW 2015.

245 Voraussetzung dafür sind intelligente Messsysteme beziehungsweise moderne Messeinrichtungen (mit einem verknüpften smarten Auslese- und Kommunikationsmodul).

246 Kritik an (lokalem) marktbasierendem Redispatch findet sich insbesondere in Hirth/Schlecht 2018. Diese Einwände werden im Kontext lokaler Märkte von Voswinkel 2019 aufgegriffen und es werden Gegenmaßnahmen vorgeschlagen.

247 Um in Problemsituationen im Verteilnetz gezielt eingreifen zu können, müssen Verteilnetzbetreiber nicht nur über entsprechende Eingriffsrechte verfügen, sondern auch über die erforderliche Technik (zum Beispiel Zugriffsmöglichkeit auf Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen). Letzteres ist noch nicht flächendeckend der Fall.

248 § 14a EnWG sieht bereits vor, dass Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit separatem Zählpunkt (zum Beispiel Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektroautos) durch den Netzbetreiber gesteuert werden können und im Gegenzug dann ein reduziertes Netzentgelt fällig wird.

Regelungskonzepten für Blindleistungseinspeisung (spannungsbasierte Kennlinie) zu einem netzdienlicheren Betrieb führen.

Die systemdienliche Koordination dezentraler Komponenten ist eine Voraussetzung für ein gut funktionierendes und kosteneffizientes dezentraleres Energiesystem. Wichtig ist, bei der Einführung von Instrumenten auf Konsistenz zwischen technischen Aspekten (zum Beispiel IKT), Regelungsebene und Marktebene zu achten. Dabei sind auch die Spezifika der verschiedenen Netzspannungsebenen zu berücksichtigen und ist zugleich die effiziente Koordination zwischen den Spannungsebenen sicherzustellen.²⁴⁹ Außerdem sollten hohe Transaktionskosten vermieden und die Möglichkeiten für strategisches Verhalten, bei dem einzelne Akteure Inkonsistenzen im Marktdesign zum Schaden der Allgemeinheit ausnutzen, begrenzt werden.²⁵⁰

5.4 Handlungsoptionen im Bereich Gesellschaft

Instrumente aus der Raumplanung und eine verstärkte Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger in Planungsverfahren können helfen, Flächenkonflikte zu entschärfen und die Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen. Eine Herausforderung ist die Komplexität sowohl des Energiesystems als auch der relevanten Rechtsgebiete und Politikfelder – sie verlangt allen Beteiligten ein hohes Maß an Wissen und Systemverständnis ab.

5.4.1 Raumplanerische Handlungsoptionen

Gerade mit dem Ausbau der Windenergie an Land erhöhen sich auch die potenziellen Belastungen durch die Energiewende für Mensch und Natur. Das Raumplanungssystem muss dafür Sorge tragen, dass die Belastungen so gering wie möglich gehalten werden, indem verschiedene Belange gegeneinander abgewogen werden und ein sinnvolles Raumnutzungskonzept konzipiert wird. **Die Raumplanung ist im Sinne einer Transparenz der Abwägung verschiedener Landschaftsbelange zu stärken.** Bürgerbeteiligungsverfahren müssen auf der Ebene der Landes- oder Bundesraumordnung besonderes Gewicht bekommen. Partizipative Verfahren der übergeordneten Planungsebenen sind aber schwerer zu konzeptionieren als Verfahren der regionalen und lokalen Ebene. Dies ist darin begründet, dass es für Bürgerinnen und Bürger auf diesen Maßstabebenen meist nur die Rolle der Betroffenen oder Nicht-Betroffenen gibt. Die einen fühlen sich übervorteilt und organisieren sich gegen die Projekte, die anderen fühlen sich überhaupt nicht angesprochen. Bürgerinnen und Bürger per Los als „Planungsschöffen“ im Sinne des Allgemeinwohls auszuwählen, kann dieses Problem mildern.

Auch bereits genutzte Flächen können Potenziale für die Ansiedlung von Energieanlagen bieten. So könnten zum Beispiel **Siedlungs- und Gewerbegebiete mit großem Flachdachanteil oder großen Parkplatzflächen genutzt werden, um dort Photovoltaikanlagen zu errichten.** Dafür sollten alle Flächennutzungskategorien dahingehend überprüft werden, ob dort Energieanlagen integrierbar sind. Dadurch, dass bereits in Anspruch genommene Gebiete zu einem gewissen Grad ökologisch belastet sind, bietet es sich an, hier weitere Infrastrukturen anzusiedeln oder

²⁴⁹ Siehe auch ESYS-Arbeitsgruppe Strommarktdesign.

²⁵⁰ Verschiedene Möglichkeiten, Flexibilität zu beschaffen, um Netzengpässe zu bewältigen, werden auch in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020 diskutiert.

mehrere Trassen zu bündeln. Das ist vor allem dann vielversprechend, wenn mit einer Modernisierung der Infrastruktur Belastungen reduziert werden können. Problematisch kann eine solche Bündelung hingegen sein, wenn belastende zusätzliche Infrastrukturen in ein ohnehin schon stark industrialisiertes Gebiet hineingeplant werden, und die bereits hohe Belastung von Umwelt und Bevölkerung noch weiter ansteigt. Hier sind Gerechtigkeitskriterien zu beachten.

Vor allem bei der Photovoltaik bieten sich verschiedene Möglichkeiten, die **Energiegewinnung** mit anderen **Flächennutzungen** zu **kombinieren**:

- Die Möglichkeit der Integration von **PV-Anlagen im Siedlungsbereich** sollte in Bezug auf verschiedene Siedlungstypen untersucht und erprobt werden.
- Möglichkeiten zum Einsatz **gebäudeintegrierter Photovoltaik** sollten untersucht und weiterentwickelt werden. Hierbei werden PV-Module mit multifunktionalen Eigenschaften in die Gebäudehülle integriert und dienen neben der Energiegewinnung beispielsweise der Wärmedämmung, dem Witterungsschutz, der Schalldämmung oder der Lichtlenkung.
- Die **Sanierung von Altbaubeständen** mit neuen PV-Anlagen zu verbinden, sollte erforscht werden.
- Der Umbau von klassischen Siedlungsgebieten mit Einfamilienhäusern in **Energiesiedlungen** könnte in Pilotvorhaben getestet und erfahrbar gemacht werden.
- Die Rolle von **Industriegebieten als Ort der Energiegewinnung** mit der Möglichkeit, Fahrzeuge zum Beispiel während der Arbeitszeit aufzutanken, sollte durchdacht werden.
- An bestehenden Verkehrs- und Energietrassen könnten **Anlagen gebündelt** werden.
- Einsatzmöglichkeiten solarer Lärmschutzwände sollten geprüft werden.
- Vielversprechend sind die Pläne einiger Energieversorger, Flächen, die ehemals für den **Braun- und Steinkohleabbau** verwendet wurden, für große **Solar- und Windparks** zu nutzen. Diese Flächen stehen bereits seit Jahrzehnten für die Energiegewinnung zur Verfügung. Eine Weiternutzung hätte positive Effekte für die lokale Wertschöpfung, etwa weil Arbeitsplätze geschaffen werden. Auf diese Weise könnte der Strukturwandel mit der Flächengewinnung für Erneuerbare-Energie-Anlagen positiv verknüpft werden.
- Ökologische Zusatznutzen bei großen PV-Freiflächenanlagen könnten die Akzeptanz der Anlagen steigern. Beispielsweise könnte zumindest auf Teilflächen das Modell der **Agrophotovoltaik** eine Option sein, dem Flächenverbrauch entgegenzuwirken. Hierbei werden die PV-Anlagen höher installiert, sodass darunter Landwirtschaft betrieben werden kann. Eine extensive Grünlandnutzung unter den PV-Anlagen könnte zum Erhalt der Artenvielfalt beitragen.

Eine stärkere Nutzung der Windenergie auf See kann die Flächenkonflikte entschärfen. Allerdings bestehen noch Wissenslücken zu den ökologischen Auswirkungen. Hier gibt es weiteren Forschungsbedarf.

5.4.2 Gestaltung von Bürgerbeteiligung in den Planungsverfahren

Werden Bürgerinnen und Bürger frühzeitig in Planungsverfahren eingebunden und erhalten sie das Recht zur Klage, können Entscheidungen unter Gewährleistung von Verfahrensgerechtigkeit revidiert werden. Dies kann für zukünftige, ähnliche Projekte das nötige Maß an Institutionenvertrauen schaffen. Dementsprechend sollten aktuelle Erkenntnisse der Beteiligungswissenschaft und -praxis verstärkt genutzt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob das Energiesystem eher zentral oder eher dezentral gestaltet werden soll.

Um den tatsächlichen oder zumindest empfundenen Mangel an Legitimität in Entscheidungen auszugleichen, müssen bestehende oder wahrgenommene Lücken sowohl im Hinblick auf Verfahrensgerechtigkeit als auch Verteilungsgerechtigkeit geschlossen werden. Neue und erweiterte Formen der Partizipation sollten darauf abzielen, alle relevanten Diskurspartner und deren Interessen sorgfältig zu identifizieren und einzubeziehen, die erforderlichen Expertisen einzubinden sowie Effizienz und Transparenz der Prozesse zu gewährleisten. Auch eine möglichst gleichmäßige Verteilung von Nutzen und Lasten ist ausschlaggebend für die Akzeptanz.

Für die Gestaltung von Partizipationsprozessen gibt es verschiedene Optionen²⁵¹:

- **Bereits existierende formelle Beteiligungsformen bei lokalen Planungs- und Genehmigungsverfahren könnten verbessert werden**, zum Beispiel durch Kompetenzaufbau und eine verbesserte Ressourcenausstattung der durchführenden Träger.
- Ergänzend sollten **informelle Formate** ermöglicht und strukturell verankert werden.²⁵²
- Übergeordnet erscheint ein **gesellschaftsübergreifender Energiewendedia-log** weiterhin notwendig und sinnvoll, welcher systemisch Ziele, Hintergründe und Alternativen beleuchtet und so kontinuierlich einen kommunikativen Rahmen setzt.

Dabei ist zu beachten, dass sich informelle Formate nicht automatisch akzeptanzfördernd beziehungsweise konfliktbefriedend auswirken. Vielmehr ist es auch hier entscheidend, wie sie ganz konkret ausgestaltet werden. Daher sollte neben der (wo sinnvollen) Ergänzung durch informelle Formate ganz bewusst der Fokus auf der Verbesserung der formellen Verfahren liegen. Ein Vorteil der formellen Verfahren ist es, dass sie hinsichtlich Planbarkeit und Verfahrenssicherheit besser einzuschätzen sind. Ebenso weisen sie aufgrund ihrer Standardisierung prinzipiell eine potenziell höhere Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit auf. Zudem sollte es für eine funktionierende Gesellschaft natürlich das Ziel sein, das Vertrauen in die Unabhängigkeit der verfahrensführenden Behörden, welche gewissermaßen als Anwalt der Bürgerinteressen fungieren, zu bewahren.²⁵³

²⁵¹ Eine detailliertere Diskussion verschiedener Optionen zur Bürgerbeteiligung in der Energiewende findet sich in Oppermann/Renn 2019.

²⁵² Zum Beispiel Siegel „Faire Windenergie“ im Bundesland Thüringen.

²⁵³ Hildebrand et al. 2017.

5.4.3 Wissensgrundlage für die gesellschaftliche Diskussion erweitern

Eine breite **Aufklärung der Bevölkerung** hinsichtlich der Planungs- und Genehmigungsverfahren („planungspolitische Volkshochschule“) bei der Energiewende kann mehr Verständnis und damit einen Mehrwert für alle Infrastrukturplanungen schaffen. Als Kennerinnen und Kenner der Planungspolitik können Bürgerinnen und Bürger in ihrem Umfeld vermitteln und so zu einer konstruktiven Diskussion über die Gestaltungsmöglichkeiten der Energiewende beitragen. Eine Frage dabei ist zweifelsohne, inwieweit die komplexen technischen, juristischen und gesellschaftlichen Zusammenhänge einer breiten Öffentlichkeit vermittelt werden können. Nicht jeder Bürger und nicht jede Bürgerin wird sich in alle relevanten rechtlichen Zusammenhänge beispielsweise des Planungsrechtes, aber auch des Klimaschutzrechtes und Steuerrechtes im Detail einarbeiten können und wollen.

Eine wichtige Rolle bei der Vermittlung eines Grundverständnisses der komplexen Zusammenhänge spielen Wissenschaftsjournalistinnen und -journalisten, aber auch Fachleute aus Wissenschaft und Planung. Sie leisten bereits einen Beitrag zur Energiewendebatte. Bisher fehlt es jedoch noch an Erlebnis- und Diskussionsmöglichkeiten vor Ort. Im Rahmen von **informellen Beteiligungsverfahren** können solche Dialoge organisiert und dokumentiert werden. Das so gesammelte Wissen kann über klassische Medien und soziale Netzwerke verbreitet werden.

5.4.4 Aus- und Weiterbildung von Fachkräften

Neue Technologien und Netzstrukturen erfordern auch eine entsprechende **Aus- beziehungsweise Weiterbildung von Fachkräften**. So kommen verschiedene Studien zu dem Schluss, dass ein sicherer und zuverlässiger Betrieb des zukünftigen Energieversorgungsnetzes von Experten und Fachkräften, die verstärkt interdisziplinär ausgebildet sind, abhängt.²⁵⁴ Neue Herausforderungen ergeben sich beispielsweise im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende durch Regelungskonzepte, Datenmanagement oder IT-Security. Auch der sichere Betrieb neuer Netzstrukturen wie Schutzsysteme oder Stabilität bei dezentraler Einspeisung muss gewährleistet werden. Dabei braucht es sowohl Kenntnisse zu zentralen (Übertragungsnetze, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, weiträumige/langfristige Flexibilität etc.) als auch zu dezentralen Strukturen (Eigenbedarf, Verbrauchsoptimierung, Regelung vieler Player).

Immer wichtiger wird auch das Verständnis, wie beide Strukturtypen zusammenspielen. Das betrifft zum Beispiel die Leistungsflussumkehr, die Stabilität des Gesamtsystems und die volkswirtschaftliche Optimierung. In allen Fällen müssen Fachkräfte verstärkt **interdisziplinär** agieren. Netzexpertinnen und -experten benötigen Kenntnisse der zugrunde liegenden Regelungsstrukturen, Prognosen (Wetter, Last), Betriebs- und Volkswirtschaft (Energemarkt) und Technologien (Erzeuger, Übertragung, Speicher, Last). Tendenziell werden für ein zentrales System weniger komplexe Neuerungen erwartet als für ein stark dezentrales System. Zudem entstehen neue Berufsbilder, die verstärkt auf Interdisziplinarität setzen und somit die Verbindung zwischen verschiedenen Energiesystemen (Wärme, Gas, Strom etc.) sowie den Energieverbrauchern schaffen. Gerade im Hinblick auf die stärkere Rolle von Prosumern, Flexibilisierung der Energienachfrage und Energieeinsparung ist es wichtig, das Konsumenten- und Prosumer-Verhalten zu verstehen – beispielsweise, was Menschen

²⁵⁴ HMWEVL 2019; Gremienverbund zur beruflichen Qualifikation 2017; Öko-Institut 2018-3.

dazu bewegt, in Solaranlagen, Speicher oder Elektroautos zu investieren oder mit der Batterie ihres Elektroautos Flexibilität für das Gesamtsystem zur Verfügung zu stellen. Ein Verständnis der gesellschaftlichen Prozesse (beispielsweise, was Menschen zum Widerstand gegen Windenergieanlagen oder Stromtrassen motiviert) ist ebenso essenziell. Daher werden auch Kenntnisse in Sozial- und Geisteswissenschaften, zum Beispiel in der Umweltpsychologie und in Politikwissenschaften, zunehmend wichtiger, um den Umbau des Energiesystems zu gestalten.

6 Fazit

Für die Entwicklung und den Vergleich möglicher Transformationspfade des Energiesystems ist die Konstruktion eines Gegensatzes „zentral – dezentral“ letztlich wenig hilfreich. Vielmehr kommt es darauf an, wie verschiedene zentralere und dezentralere Anlagen und Koordinierungsmechanismen zu einem funktionstüchtigen, möglichst umweltfreundlichen, wettbewerbsfähigen und sicheren Gesamtsystem kombiniert werden können. Die Frage nach einem geeigneten Maß an Dezentralität kann daher nur im Gesamtkontext der Transformation des Energiesystems beantwortet werden. Dabei stellen sich folgende grundlegende Herausforderungen, an denen sich sowohl zentralere als auch dezentralere Ansätze messen lassen müssen:



Beim Umbau des Energiesystems besteht **enormer Zeitdruck**. Wie schnell eine Klimaschutzmaßnahme umgesetzt werden kann, ist daher ein wichtiges Kriterium.



Der Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt große Flächen. **Konflikte mit dem Naturschutz und mit Menschen**, die sich durch die Anlagen beeinträchtigt sehen, nehmen daher zu. Diese Konflikte so weit wie möglich zu reduzieren und die Zustimmung der Bevölkerung zur Energiewende auch in Zukunft zu sichern, ist eine notwendige Voraussetzung, um die Klimaschutzziele zu erreichen.







Durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien, die benötigte Flexibilität und die zunehmende Sektorenkopplung wird die **Energieversorgung komplexer** werden. Die **Koordinierung des Gesamtsystems** und die Bewahrung der Versorgungssicherheit werden dadurch anspruchsvoller.



Die Energiewende benötigt ein hohes Maß an **Innovationen und Investitionen**. Dafür sind verlässliche **Rahmenbedingungen** erforderlich, die die verschiedenen Akteure – vom Haushalt bis zum großen Energieversorgungsunternehmen – dazu motivieren, einen möglichst großen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Zudem sollten diese Rahmenbedingungen zu einer möglichst kostengünstigen Energiewende führen.

Für eine erfolgreiche Energiewende erscheinen folgende sechs Eckpfeiler unabdingbar:

Eckpfeiler	Bei der Umsetzung bedenken / Ansätze	Herausforderungen
<p>Ausbau der erneuerbaren Energien verstärken: Um den zukünftigen Strombedarf klimaneutral decken zu können, sollten alle Potenziale regenerativer Energiequellen – zentral wie dezentral – umfassend erschlossen und genutzt werden.</p>	<p>Eine stärkere Raumplanung, die Nutzung bereits bebauter Flächen (Dächer, Parkplätze), Doppelnutzungen (zum Beispiel Windenergie/PV und Landwirtschaft), Windenergie auf See und Energieimporte können Flächenkonflikte entschärfen.</p> <p>Auch Speicher und andere Flexibilitätsoptionen müssen ausgebaut werden – hier können durch Forschung und Entwicklung noch erhebliche Kostenreduktionen erzielt werden.</p> <p>Eine Reduktion des Energieverbrauchs durch geändertes Nutzerverhalten und effizientere Nutzungs- und Umwandlungstechnologien ist essenziell, um den Energiebedarf umwelt- und sozialverträglich zu decken.</p>	 
<p>Netzausbau umsetzen: Bis 2050 ist ein erheblicher Ausbau sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz erforderlich – selbst wenn die erneuerbaren Energien dezentral genutzt werden.</p>	<p>Bei einem verzögerten Übertragungsnetzausbau können dezentrale PV-Anlagen in Kombination mit netzdienlich betriebenen Speichern sowie Power-to-Gas-Technologien dazu beitragen, die Klimaschutzziele trotzdem zu erreichen.</p> <p>Je dezentraler das System, desto wichtiger werden intelligente Verteilungsnetze.</p>	 
<p>Digitalisierung gestalten: Sichere und intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien sind für die Koordination des zukünftigen Energiesystems unabdingbar. Besonders für dezentralere Systeme mit vielen verschiedenen Akteuren und Anlagen besteht noch großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.</p>	<p>Die Anforderungen an dezentrale Anlagen, einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten, werden mit der Zeit wachsen. Daher sollten Anlagen bei ihrer Installation von vornherein mit der nötigen Hardware ausgestattet werden, um eine schnelle Anpassung an neue Anforderungen durch Software-Updates zu ermöglichen.</p> <p>Es sollten Ansätze entwickelt werden, um die Stabilität durch dezentrale Anlagen zu sichern. Dabei sind Risiken durch Cyberkriminelle zu berücksichtigen.</p>	
<p>CO₂-Preis stärken: Ein stärkeres CO₂-Preissignal als Leitinstrument würde dazu beitragen, die Klimaschutzziele möglichst kostengünstig zu erreichen.</p>	<p>Für die CO₂-Bepreisung sind verschiedene Wege denkbar: Entweder wird der Europäische Emissionshandel auf andere Sektoren ausgeweitet und gegebenenfalls um einen CO₂-Mindestpreis ergänzt, ein separates Emissionshandelssystem für die bisher nicht erfassten Sektoren eingeführt, oder es wird eine CO₂-Steuer beziehungsweise -Abgabe eingeführt.</p> <p>Über den CO₂-Preis hinaus sind weitere Instrumente erforderlich, um externe Effekte abgesehen von den CO₂-Emissionen abzubilden (beispielsweise die flächenbezogenen Konflikte).</p>	 
<p>Regulierung entschlacken: Ein neues, einfacheres Regulierungssystem sollte den Markt als „Wettbewerb der Ideen“ unterstützen und damit die Entwicklung und Markteinführung von neuen Produkten und Dienstleistungen erleichtern. Zugleich sollten Markt und Netzbetrieb besser abgestimmt werden.</p>	<p>Die Vielfalt der Einzelregulierungen sollte soweit möglich reduziert werden. Durch Umgestaltung von Märkten, Entgelten und Umlagen können zugleich Anreize gesetzt werden,</p> <ul style="list-style-type: none"> • systemdienliches Prosuming zu ermöglichen (individuell und kollektiv), • Erneuerbare-Energie-Anlagen netzdienlich auszubauen (zum Beispiel durch regionale Komponenten im Vergütungsmodell bei den Ausschreibungen nach EEG oder die Begrenzung der Kompensation für entgangene Erlöse für abgeregelte Energiemengen), • Erneuerbare-Energie-Anlagen netzdienlich zu betreiben (beispielsweise durch lokale Märkte zur Engpassbewirtschaftung oder netzknotenscharfe, zeitvariable Preise). <p>Diese Ziele könnten auch durch die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser und eine Neugestaltung der Netzentgelte für Verbraucher unterstützt werden.</p>	 
<p>Partizipation stärken: Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie von der Bevölkerung mitgetragen und aktiv unterstützt wird. Politische und ökonomische Beteiligungsmöglichkeiten können dazu beitragen.</p>	<p>Ökonomische Beteiligung sichert lokalen Akteuren die Teilhabe an der Wertschöpfung erneuerbarer Energien, zum Beispiel durch ein bundesweites Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz.</p> <p>Politische Beteiligungsmöglichkeiten in formellen und informellen Teilnahmeverfahren können verbessert werden (etwa durch Planungsschöffen) und Bürgerinnen und Bürgern ermöglichen, den Transformationsprozess nach ihren Vorstellungen mitzugestalten.</p>	

Insbesondere zu **umfassend dezentralen Energiesystemen**, in denen sowohl Energie als auch Flexibilität zu hohen Anteilen lokal in kleinen Einheiten bereitgestellt werden, bestehen noch große **Wissenslücken**. So besteht **Forschungsbedarf** zum Betrieb von Energiesystemen, in denen die **Versorgungssicherheit durch dezentrale Anlagen** gesichert wird. Auch zu den **Kosten** umfassend dezentraler Systeme unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen und der Auswirkungen auf den Verteilungsnetzausbau fehlen bisher verlässliche Schätzungen. Die Untersuchung einer größeren **Bandbreite von Szenarien** in Energiesystemstudien und eine **stärkere Berücksichtigung der Auswirkungen auf Mensch und Umwelt** – mit dem Ziel einer schonenden Flächennutzung etwa im Hinblick auf Artenschutz und Landschaftsbild – könnte eine bessere Grundlage für den Vergleich zentralerer und dezentralerer Energiesysteme schaffen.

Literatur

2009/72/EU

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (Text von Bedeutung für den EWR).

2009/73/EU

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (Text von Bedeutung für den EWR).

acatech 2011

acatech (Hrsg.): *Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen. Anmerkungen zu einem gesellschaftlichen aktuellen Problem*. In: acatech Position Nr. 9. Springer, 2011. URL: <http://www.acatech.de/de/publikationen/publikationssuche/detail/artikel/akzeptanz-von-technik-und-infrastrukturen.html> (Stand 22.07.2019).

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2016

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Mit Energieszenarien gut beraten: Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2016.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-1

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): »Sektorkopplung« – *Optionen für die nächste Phase der Energiewende* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-2

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiewende: Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017-3

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Das Energiesystem resilient gestalten: Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2019

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2019.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Stellungnahme der AG Strommarktdesign. Finaler Titel noch offen*. (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2020.

AEE 2012

Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (AEE): *Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien – Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung* (Renews Spezial, Nr. 60, Hintergrundinformation), Berlin 2012.

AEE 2017

Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (AEE): *Föderal Erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie*. Landesinfo. URL: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/solar/auswahl/997-eigenverbrauchte_str/#goto_997 [Stand: 01.08.2019].

AEE 2018

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): *Grafik-Dossier: Erneuerbare Energien in Bürgerhand*. 2018. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/grafik-dossier-erneuerbare-energien-in-buergerhand> [Stand: 22.07.2019].

Agora 2017-1

Agora Energiewende: *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte* (Analyse), Berlin 2017.

Agora 2017-2

Agora Energiewende: *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger* (Hintergrund), Berlin 2017.

Agora 2019

Agora Energiewende: Wie die Transformation gelingen kann. Transformation der Industrie vor der Herausforderung des Klimawandels (Präsentation von P. Graichen vom 07.05.2019). URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/Foliensatz_Patrick_Graichen_Transformation_der_Industrie_07052019.pdf [Stand: 26.06.2019].

Aretz et al. 2017

Aretz, A./Knoefel, J./Gähns, S.: *Prosumer-Potenziale in NRW 2030*. Studie für die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin 2017.

ASUE 2011

Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE): *BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten*, Berlin, Frankfurt a. M. 2011.

aus dem Moore et al. 2019

aus dem Moore, N./Großkurth, P./Themann, M.: „Multi-national Corporations and the EU Emissions Trading System: Asset Erosion and Creeping Deindustrialization?“ In: *Journal of Environmental Economics and Management*, 94, 2019, S. 1–26.

Ausfelder et al. 2017

Ausfelder, F./Drake, F.-D./Erlach, B./Fischedick, M./Henning, H.-M./Kost, C./Münch, W./Pittel, K./Rehtanz, C./Sauer, J./Schätzler, K./Stephanos, C./Themann, M./Umbach, E./Wagemann, K./Wagner, H.-J./Wagner, U.: »Sektorkopplung« – *Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

BDEW 2012

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): 50,2-Hertz-Problem: Allgemeine Informationen. 27.07.2012. URL: <https://www.bdew.de/energie/systemstabilitaetsverordnung/502-hertz-problem/> [Stand: 06.08.2019].

BDEW 2015

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase* (Diskussionspapier), Berlin 2015.

BDI 2018

Bund der Deutschen Industrie: *Klimapfade für Deutschland* (Studie), 2018.

Bergner et al. 2018

Bergner, J./Siegel, B./Quaschnig, V.: *Das Berliner Solarpotenzial. Kurzstudie zur Verteilung des solaren Dachflächenpotenzials im Berliner Gebäudebestand* (Kurzstudie), Berlin 2018.

Bergner et al. 2019

Bergner, J./Kranz, L./Quaschnig, V.: *Zehn Kilowatt, Hürde oder Grenze? Dimensionierungsempfehlung für Prosumer*. Poster auf dem 34. PV-Symposium, Bad Staffelstein, März 2019. URL: https://www.researchgate.net/publication/331993750_Zehn_Kilowatt_Hurde_oder_Grenze_Dimensionierungsempfehlung_fur_Prosumer [Stand: 23.07.2019].

Bergner/Quaschnig 2019

Bergner, J./Quaschnig, V.: *Zehn Kilowatt, Hürde oder Grenze? Dimensionierungsempfehlung für Prosumer*. 34. PV-Symposium, Bad Staffelstein, März 2019. URL: https://www.researchgate.net/publication/331993649_Zehn_Kilowatt_Hurde_oder_Grenze_Dimensionierungsempfehlung_fur_Prosumer [Stand 23.07.2019].

BfN 2012

Leipziger Institut für Energie: *Energielandschaften – Kulturlandschaften der Zukunft? Vortrag 3. Technologien zur Produktion regenerativer Energie – Potenziale und Standortanforderungen* (Vortragspräsentation von M. Reichmuth und A. Schiffler vom 19.06.2012). URL: <https://www.bfn.de/fileadmin/MDb/documents/ina/vortraege/2012/2012-Energielandschaft-Reichmuth-Schiffler.pdf> [Stand: 26.06.2019].

BfN 2018

Bundesamt für Naturschutz (BfN): *Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050*. BfN-Skripten 501, Bonn 2018.

BMWi 2014

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)* (Abschlussbericht), 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteiler-netzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 26.06.2019].

BMWi 2016

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Eine Zielarchitektur für die Energiewende: Von politischen Zielen bis zu Einzelmaßnahmen*, 2016. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/zielarchitektur.html> [Stand: 26.06.2019].

BMWi 2017

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Projekte „Langfrist- und Klimaszenarien“: Über-greifende Einordnung. Untersuchungsgegenstand, Szenarioarchitektur und Aussagekraft der Szenarien*, 2017. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> [Stand: 22.07.2019].

BMWi 2019

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zahlen und Fakten Energiedaten. Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Letzte Aktualisierung 22.01.2019*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Stand: 01.08.2019].

BNetzA 2016

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Leitfaden zur Eigenversorgung*, Bonn 2016.

BNetzA 2017

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung* (Hinweis 2017/3 vom 20.12.2017), Bonn 2017.

Brown et al. 2018

Brown, T./Schlachtberger, D./Kies, A./Schramm, S./Greiner, M.: „Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system“. In: *Energy*, 160, 2018, S. 720–739.

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2018

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen/Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2018, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 8. Februar 2019*, Bonn 2019.

Cass et al. 2010

Cass, N./Walker, G./Devine-Wright, P.: „Good neighbours, public relations and bribes: The politics and perception of community benefit provision in renewable energy development in the UK“. In: *Journal of Environmental Policy & Planning*, 12: 3, 2010, S. 255–275.

Dabrock 2012

Dabrock, P.: *Befähigungsgerechtigkeit*, Gütersloh: Gütersloher Verlagshaus 2012.

dena 2012

Deutsche Energie-Agentur: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030* (kurz: *dena-Verteilnetzstudie*), Berlin 2012.

dena 2018

Deutsche Energie-Agentur: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Berlin 2018.

Deutscher Ethikrat 2017

Deutscher Ethikrat: *Big Data und Gesundheit – Datensouveränität als informationelle Freiheitsgestaltung* (Stellungnahme), Berlin 2017.

Devine-Wright 2005

Devine-Wright, P.: „Beyond NIMBYism: Towards an Integrated Framework for Understanding Public Perceptions of Wind Energy“. In: *Wind Energy*, 8: 2, 2005, S. 125–139.

Dietrich/Weber 2018

Dietrich, A./Weber, C.: „What drives profitability of grid-connected residential PV storage systems? A closer look with focus on Germany“. In: *Energy Economics*, 74, 2018, S. 399–416.

DUH 2019

Deutsche Umwelthilfe (DUH): Protokoll der Sitzung des „Netzwerk Systemtransformation“ am 25. Juni 2019 in Berlin. „Ein neues Zeitalter für Bürgerenergie? Photovoltaik post EEG-Förderung und Prosumer-Ansätze in der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie“, Berlin 2019.

DWD 2018

Deutscher Wetterdienst (DWD): *Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windenergie und Photovoltaik reduzieren* (Handreichung zur Klima-Presskonferenz 2018 des Deutschen Wetterdienstes), Offenbach 2018.

Ecker et al. 2017

Franz Ecker, F./Hahnel, /U. J. J./Spada, H.: „Promoting Decentralized Sustainable Energy Systems in Different Supply Scenarios. The Role of Autarky Aspiration“. In: *Frontiers in Energy Research*, 5: 14, 2017.

Electra 2013

European Liaison on Electricity Committed Towards long-term Research Activities for Smart Grids (ELECTRA) Consortium: *The Web-of Cells Concept. An architecture for decentralized balancing and voltage control in the future power system*, 2013. URL: https://eera.lgi-consulting.org/ecm/_content/showcases/5488/files/electra_woc_summary_document.pdf [Stand 22.07.2019].

Elsberg 2012

Elsberg, M.: *Blackout – Morgen ist es zu spät*, Blanvalet Verlag: München 2012.

EnWG

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621).

Erler et al. 2019

Erler, R./Schuhmann, E./Köppel, W./Bidart, C.: *Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential)* (DVGW Abschlussbericht), Bonn 2019.

ESYS 2019

Energiesysteme der Zukunft (ESYS): *Wege zu einem integrierten Energiesystem – was jetzt geschehen muss. Impuls*, Berlin 2019. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Impuls_Wege_zu_einem_integrierten_Energiesystem.pdf [Stand: 11.09.2019].

ESYS/dena/BDI 2019

Energiesysteme der Zukunft (ESYS)/Deutsche Energie-Agentur (dena)/Bund der Deutschen Industrie (BDI): *Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende in Deutschland* (Impulspapier), Berlin 2019. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/studienvergleich-energiewende/> [Stand: 22.07.2019].

EU 2018

Amtsblatt der Europäischen Union: *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, 21.12.2018.

Europäische Kommission 2019

Europäische Kommission 2019: *Electricity interconnections with neighbouring countries Second report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019.

FA Wind 2016

Fachagentur Windenergie an Land: *Standortqualitäten von Windenergieanlagen. Bundesweite Auswertung windenergiespezifischer Daten im Anlagenregister (§ 6 EEG 2014) für den Meldezeitraum August 2014 bis Februar 2016*, Berlin 2016.

FA Wind 2019

Fachagentur Windenergie an Land: Überblick zu den Abstandsempfehlungen zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern, 2019. URL: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/PlanungGenehmigung/FA_Wind_Abstandsempfehlungen_Laender_10-2017.pdf [Stand: 26.06.2019].

Fishedick et al. 2013

Fishedick, M./Merten, F./Krüger, C./Nebel, A.: *Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze* (DVGW Studie), Bonn 2013.

Fraunhofer ISE 2018

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg 2018.

Fraunhofer ISE 2019

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Freiburg 2019.

Fraunhofer ISI 2016

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI): *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012 (Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.)*, Karlsruhe 2016.

Fuchs et al. 2016

Fuchs, D./Gölz, S./Graf, A./Gumbert, T./Klobasa, M./Ruddat, M./Sonnberger, M.: *Energiewende Akzeptanz stärken. Komplementäre Nutzung verschiedener Energieversorgungskonzepte als Motor gesellschaftlicher Akzeptanz und individueller Partizipation zur Transformation eines robusten Energiesystems – Entwicklung eines integrierten Versorgungsszenarios (KomMA-P) (Abschlussbericht)*, 2016.

Funcke/Bauknecht 2016

Funcke, S./Bauknecht, D.: „Typology of Centralised and Decentralised Visions for Electricity Infrastructure“. In: *Utilities Policy*, 40, 2016, S. 67–74.

Gremienverbund zur beruflichen Qualifikation 2017

Gremienverbund zur beruflichen Qualifikation für Facharbeiter, Meister und Technikerin den Handlungsfeldern Gas, Wasser, Fernwärme, Strom: *Jetzt müssen die Weichen bei den zukünftigen Berufen in der Energieversorgung gestellt werden* (energie | wasser-praxis, Nr. 10/2017), Karlsruhe 2017.

Handelsblatt 2019-1

Handelsblatt: Warum das Netz im Netz für die Energiewende immer wichtiger wird, 27.03.2019. URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/microgrids-warum-das-netz-im-netz-fuer-die-energiewende-immer-wichtiger-wird/24147478.html?ticket=ST-4355951-aLrKEVEyrdKbQTrxwRuI-ap4> [Stand: 26.06.2019].

Handelsblatt 2019-2

Handelsblatt: EnBW will größten deutschen Solarpark bauen – und plant ohne staatliche Fördergelder, 05.02.2019. URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-enbw-will-groessten-deutschen-solarpark-bauen-und-plant-ohne-staatliche-foerdergelder/23950120.html?ticket=ST-2461651-G9WKbntMTeOhLWtIzZIr-ap4> [Stand: 26.06.2019].

Hanson 2020

Hanson, J. (Hrsg.): *Technische Szenarien. Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2020.

Haucap/Pagel 2014

Haucap, J./Pagel, B.: *Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte* (Ordnungspolitische Perspektiven, Nr. 55), Düsseldorf: Düsseldorf University Press 2014.

Haug/Mono 2012

Haug, S./Mono, R.: *Akzeptanz für Erneuerbare Energien – Akzeptanz planen, Beteiligung gestalten, Legitimität gewinnen* (Leitfaden der 100 Prozent erneuerbar stiftung), 2012.

Heindl et al. 2017

Heindl, P./Schübler, R./Löschel, A.: „Ist die Energiewende sozial gerecht“. In: *Wirtschaftsdienst. Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 94: 7, 2014, S. 508–514.

Hildebrand et al. 2015

Hildebrand, J./Hinse, M./Rau, I./Rühmland, S./Schweizer-Ries, P.: „Die Rolle von Gerechtigkeitswahrnehmungen und Vertrauenszuschreibungen zwischen Akteursgruppen beim Netzausbau“. In: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Wissenschaftsdialog 2015. Wirtschaft und Technologie, Kommunikation und Planung* (Tagungsband), Bonn 2015, S. 50–59.

Hildebrand et al. 2017

Hildebrand, J./Rau, I./Schweizer-Ries, P.: „Höhere öffentliche Akzeptanz durch bessere Beteiligungsverfahren?“. In: *Schwerpunkthema UVP-report: Förmliche Beteiligung im Rahmen der SUP und UVP: Rechtliche Anforderungen und praktische Erfahrungen am Beispiel der Windenergienutzung, UVP-report 31*: 4, 2017, S. 269–273.

Hildebrand et al. 2018

Hildebrand, J./Rau, I./Schweizer-Ries, P.: „Akzeptanz und Beteiligung – ein ungleiches Paar“. In: Holstenkamp, L./Radtke, J. (Hrsg.): *Handbuch Energiewende und Partizipation*, Wiesbaden: Springer VS 2018, S. 195–209.

Hirsch et al. 2018

Hirsch, A./Parag, Y./Guerrero, J.: „Microgrids: A Review of Technologies, Key Drivers, and Outstanding Issues“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 2018, S. 402–411.

Hirschl et al. 2018

Hirschl, B./Aretz, A./Bost, M./Tapia, M./Göbbling-Reise-mann, S.: „Vulnerabilität und Resilienz des digitalen Stromsystems. Endbericht des Projekts „Strom-Resilienz“, Berlin/Bremen 2018. URL: https://www.strom-resilienz.de/data/stromresilienz/user_upload/Dateien/Schlussbericht_Strom-Resilienz.pdf (Stand: 22.07.2019).

Hirth/Schlecht 2018

Hirth, L./Schlecht, L.: *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets. Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design*, Kiel, Hamburg: Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft 2019.

HMWEVL 2017

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (HMWEVL): *Faktenpapier Windenergie in Hessen: Landschaftsbild und Tourismus. Bürgerforum Energieland Hessen*. HA Hessen Agentur GmbH, Wiesbaden 2017.

HMWEVL 2019

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung: *Energiesektor und Energiewende in Hessen. Qualifikationserfordernisse und Fachkräftebedarf* (Abschlussbericht), Wiesbaden 2019.

Höffe 2015

Höffe, O.: *Gerechtigkeit: Eine philosophische Einführung (Beck'sche Reihe)*. 5. Auflage, München: C.H. Beck 2015.

Hoffmann 2017

Hoffmann, I.: *Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften im EEG 2017. Hintergrundpapier*. Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 26. Stiftung Umweltenergie recht, Würzburg 2017.

Hoffmann/Wegener 2018

Hoffmann, I./Wegener, N.: *Mechanismen finanzieller Teilhabe am Ausbau der Windenergie* (Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, Nr. 7), Stiftung Umweltrecht, Würzburg 2018.

Hübner et al. 2019

Hübner, G./Pohl, J./Wigand, A./Warode, J./Gotchev, B./Nanz, P./Ohlhorst, D./Krug, M./Salecki, S./Aretz, A. et al.: *Akzeptanzfördernde Faktoren Erneuerbarer Energien*, im Erscheinen 2019.

Hübner/Pohl 2014

Hübner, G./Pohl, J.: *Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung* (Abschlussbericht), Halle 2014. URL: http://www.akzeptanz-offshore-windenergie.de/downloads/107/Projektbericht_offshore.pdf [Stand: 22.07.2019].

Hyland/Bertsch 2017

Hyland, M./Bertsch, V.: *The Role of Community Compensation Mechanisms in Reducing Resistance to Energy Infrastructure Development* (ESRI Working Paper Nr. 559). The Economic and Social Research Institute (ESRI): Dublin 2017. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/174292/1/WP559.pdf> [Stand: 31.07.2019].

IASS 2018

Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS): *Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018. Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse*, Potsdam 2019.

Industry of Things 2016

Industry of Things: So funktioniert das intelligente Stromnetz Microgrid, 31.03.2016. URL: <https://www.industry-of-things.de/so-funktioniert-das-intelligente-stromnetz-microgrid-a-527689/> [Stand: 26.06.2019].

Jacobs et al. 2014

Jacobs, D./Peinl H./Gotchev, B./Schäuble, D./Matschoss, P./Bayer, B./Kahl, H./Kahles, M./Müller, T./Goldammer, K.: *Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt*. IASS Working Paper. Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), Potsdam, September 2014.

Kahla et al. 2017

Kahla, F./Holstenkamp, L./Müller, J. R./Degenhart, H.: *Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland* (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, Nr. 27), Lüneburg 2017.

Kamlage et al. 2014

Kamlage, J.-H./Nanz, P./Fleischer, B.: „Bürgerbeteiligung und Energiewende: Dialogorientierte Beteiligung im Netzausbau“. In: Binswanger, H. C./Ekardt, F./Grothe, A./Hasenclever, W.-D./Hauchler, I./Jänicke, M./Kollmann, K./Michaelis, N. V./Nutzinger, H. G./Rogall, H./Scherhorn, G.: (Hrsg.): *Viertes Jahrbuch Nachhaltige Ökonomie 2014/15. Im Brennpunkt: Die Energiewende als gesellschaftlicher Transformationsprozess*, Marburg: Metropolis-Verlag 2014, S. 195–216.

Kamlage et al. 2018

Kamlage, J.-H./Richter, I./Nanz, P.: „An den Grenzen der Bürgerbeteiligung: Informelle dialogorientierte Bürgerbeteiligung im Netzausbau der Energiewende“. In: Holstenkamp, L./Radtke, J. (Hrsg.): *Handbuch Energiewende und Partizipation*, Wiesbaden: Springer VS 2018, S. 627–642.

Knudsen et al. 2015

Knudsen, J. K./Wold, L. C./Aas, Ø./Haug, J. J. K./Batel, S., Devine-Wright, P./Qvenild, M./Jacobsen, G. B.: „Local Perceptions of Opportunities for Engagement and Procedural Justice in Electricity Transmission Grid Projects in Norway and the UK“. In: *Land Use Policy*, 48, 2015, S. 299–308.

Koch/Basse 2016

Koch, N./Basse Mama, H.: „European Climate Policy and Industrial Relocation: Evidence from German Multi-national Firms“. In: *Energy Economics*, 28. Oktober 2016. URL: <https://ssrn.com/abstract=2868283>.

Kornwachs 2000

Kornwachs, K.: *Das Prinzip der Bedingungserhaltung*. Münster/London: Lit Verlag 2000.

Kröger 2017

Kröger, W.: „Securing the Operation of Socially Critical Systems from an Engineering Perspective: New Challenges, Enhanced Tools and Novel Concepts“. In: *European Journal for Security Research*, 2:1, 2017, S. 39–55.

Lilliestam/Hanger 2016

Lilliestam, J./Hanger, S.: „Shades of Green: Centralisation, Decentralisation and Controversy among European Renewable Electricity Visions“. In: *Energy Research & Social Science*, 17, 2016, S. 20–29.

Linnemann/Vallana 2018

Linnemann, T./Vallana, G. S.: „Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität“. In: *VGB POWERTECH*, 10, 2018, S. 68–86.

Martin et al. 2014

Martin, R./Muûls, M./Preux, L. B. de/Wagner, U. J.: „Industry compensation under relocation risk: a firm-level analysis of the EU emissions trading scheme“. In: *American Economic Review*, 104: 8, 2014.

MAZ 2018

Märkische Allgemeine Zeitung: Brandenburg will Kommunen an Windkraftträgern beteiligen, 07.09.2018. URL: <https://www.maz-online.de/Nachrichten/Wirtschaft/Windkraft-in-Brandenburg-Sonderabgabe-fuer-Kommunen> [Stand: 26.06.2019].

Mazur et al. 2019

Mazur, C./Hall, S./Hardy, J./Workman, M.: „Technology is not a Barrier: A Survey of Energy System Technologies Required for Innovative Electricity Business Models Driving the Low Carbon Energy Revolution“. In: *Energies*, 12: 3, 2019.

Moshövel et al. 2015

Moshövel, J./Magnor, D./Sauer, D. U./Gähns, S./Bost, M./Hirschl, B./Cramer, M./Özalay, B./Matrose, C./Müller, C./Schnettler, A.: *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen*, 2015. URL: https://www.ioew.de/publikation/analyse_des_wirtschaftlichen_technischen_und_oekologischen_nutzens_von_pv_speichern/ (Stand: 22.07.2019).

MWE Brandenburg 2018

Ministerium für Wirtschaft und Energie (MWE) des Landes Brandenburg: Maßnahmenpaket der Landesregierung Brandenburg. Erneuerbare Energien und Bürgerinteressen im fairen Miteinander (6-Punkte-Plan) (Präsentation von U. Steffen auf der 1. Regionalkonferenz: Havelland-Fläming (Ludwigsfelde) vom 11.12.2018). URL: https://energie.wfbb.de/de/system/files/media-downloads/2018_12_10_vortrag_massnahmenpaket_landesregierung_bb_havelland_flaeming_freigabe.pdf [Stand: 26.06.2019].

Nitsch et al. 2012

Nitsch, J./Pregger, T./Naegler, T./Heide, D./Luca de Tena, D./Trieb, F./Scholz, Y./Nienhaus, K./Gerhardt, N./Sternier, M./Trost, T./von Oehen, A./Schwinn, R./Papier, C./Hahn, H./Wickert, M.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, 2012. URL: https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (Stand: 22.07.2019).

Öko-Institut 2018-1

Öko-Institut e. V. Institut für angewandte Ökologie: *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative (RGI)*, Berlin 2018.

Öko-Institut 2018-2

Öko-Institut e. V. Institut für angewandte Ökologie: *Transparenz Stromnetze. Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen*, Freiburg, Darmstadt, Berlin 2018.

Öko-Institut 2018-3

Öko-Institut e. V. Institut für angewandte Ökologie: *Bremst Handwerker mangel die Energiewende aus?*, 25.04.2018. URL: <https://www.oeko.de/presse/archiv-presse-meldungen/2018/bremst-handwerker-mangel-die-energie-wende-aus/> [Stand: 26.06.2019].

Oppermann/Renn 2019

Oppermann, B./Renn, O.: *Partizipation und Kommunikation in der Energiewende* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2019.

Ott/Keil 2017

Ott, R./Keil, S. I.: „Präferenzen der deutschen Bevölkerung zur Governance bei Windenergieanlagen“. In: *Energi-wirtschaftliche Tagesfragen*, 9, 2017, S. 81–85.

Papke 2018

Papke, A.: *Die Regelungen zur Förderung der Akzeptanz von Windkraft in Dänemark* (Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht, Nr. 32), Würzburg 2018.

Pedersen et al. 2009

Pedersen, E./van den Berg, F./Bakker, R./Bouma, J.: „Response to Noise from Modern Wind Farms in the Netherlands“. In: *The Journal of the Acoustical Society of America*, 126: 2, 2009, S. 634–643.

Pieper et al. 2018

Pieper, A./Hohgardt, M./Willich, M./Gacek, D. A./Hafi, N./Pfenning, D./Albrecht, A./Walla, P. J.: „Biomimetic Light-Harvesting Funnels for Re-Directioning of Diffuse Light“. In: *Nature Communications*, 9, 2018.

Pörksen 2018

Pörksen, B.: *Die große Gereiztheit: Wege aus der kollektiven Erregung*. 4. Auflage. Carl Hanser Verlag 2018.

Prognos/FAU 2016

Prognos AG/Friedrich-Alexander-Universität Nürnberg (FAU): *Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf*, Berlin, Nürnberg 2016.

PV Magazine 2018

PV Magazine: Baywa r.e.: Heute Spanien und morgen Deutschland, 31.12.2018. URL: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/31/baywa-r-e-heute-spanien-und-morgen-deutschland/> [Stand: 26.06.2019].

Renn 2014

Renn, O.: „Gesellschaftliche Akzeptanz für die bevorstehenden Phasen der Energiewende“. In: *FVEE Themen. Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten* (Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2014), Berlin 2014, S. 75–78.

Ried et al. 2017

Ried, J./Braun, M./Dabrock, P.: „Energiewende: Alles eine Frage der Partizipation? Governance-Herausforderungen zwischen Zentralität und Dezentralität“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 41: 3, 2017, S. 203–212.

RLI 2013

Reiner Lemoine Institut (RLI): *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Studie im Auftrag der Haleakala-Stiftung, der 100 Prozent erneuerbar stiftung und des BVMW Bundesverband mittelständische Wirtschaft, Berlin 2013.

Roßnagel et al. 2014

Roßnagel, A./Ewen, C./Götz, K./Hefter, T./Hentschel, A./Huge, A./Schönfelder, C.: „Mit Interessengegensätzen fair umgehen – zum Einbezug der Öffentlichkeit in Entscheidungsprozesse zu dezentralen Energieanlagen“. In: *ZNER. Neue Zeitschrift für Energierecht*, 4, 2014, S. 329–337.

Roßnagel et al. 2016

Roßnagel, A./Birzle-Harder, B./Ewen, C./Götz, K./Hentschel, A./Horelt, M.-A./Huge, A./Stieb, I.: *Entscheidungen über dezentrale Energieanlagen in der Zivilgesellschaft. Vorschläge zur Verbesserung der Planungs- und Genehmigungsverfahren* (Interdisciplinary Research on Climate Change Mitigation and Adaptation, Bd. 11), Kassel: Kassel University Press 2016.

Ruf et al. 2017

Ruf, J./Köppel, W./Graf, F./Lefebvre, J./Bajohr, S./Kolb, T.: *Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo)* (Forschungsprojekt), Karlsruhe 2017.

Schawalder 2017

Schawalder A: „In diesem Haus gibts keine Stromrechnungen“. In: *20 Minuten*, 15. April 2017. URL: <https://www.20min.ch/schweiz/news/story/In-diesem-Haus-gibts-keine-Stromrechnungen-18378328> [Stand: 08.10.2019].

Schill et al. 2017

Schill, W.-P./Zerrahn, A./Kunz, F.: *Prosumage of Solar Electricity: Pros, Cons, and the System Perspective* (Diskussionspapier), Berlin 2017.

Schmid et al. 2015

Schmid, E./Knopf, B./Pechan, A.: „Who puts the German Energiewende into action? Characterizing arenas of change and implications for electricity infrastructure“. Working Paper. In: *Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT*, Wien 2015. URL: http://www.transformation-des-energiesystems.de/sites/default/files/de_zentral_Schmid_Best_Paper.pdf [Stand: 22.07.2019].

Schmid et al. 2017

Schmid, E./Pechan, A./Mehnert, M./Eisenack, K: „Imagine all these futures: On heterogeneous preferences and mental models in the German energy transition“. In: *Energy Research & Social Science* 27, 2017, S. 45–56.

Schwan et al. 2016

Schwan, G./Treichel, K./Höh, A.: *Energiewende = (de)zentral?*. Bericht zum Sounding-Board-Trialog am 4. Dezember 2015. HUMBOLDT-VIADRINA Governance Plattform gGmbH, Berlin 2016. URL: <https://www.governance-platform.org/documents/bericht-trialog-energiewendedezentral/>. [Stand: 22.07.2019].

Schwan/Treichel 2019

Schwan, G./Treichel, K.: *(De)zentralisiert! Balance für ein nachhaltiges, zuverlässiges und bezahlbares Energiesystem finden*. Bericht zum Trialog[®] am 28. Mai 2018. HUMBOLDT-VIADRINA Governance Plattform gGmbH, Berlin 2019. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/PDFs/HVGP_ETR_sb9-Bericht_dezentral.pdf [Stand: 22.07.2019].

Schweizer-Ries et al. 2008

Schweizer-Ries, P./Rau, I./Zoellner, J.: *Akzeptanz erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen* (Projektabschlussbericht), Magdeburg 2008.

Schweizer-Ries et al. 2010

Schweizer-Ries, P./Rau, I./Zoellner, J.: *Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern* (Projektabschlussbericht), Berlin 2010.

Siemens 2019

Siemens: *Effiziente, robuste und nachhaltige dezentrale Energiesysteme*, 2019. URL: <https://new.siemens.com/global/de/unternehmen/themenfelder/microgrids.html> [Stand: 26.06.2019].

Sonnberger/Ruddat 2016

Sonnberger, M./Ruddat, M.: *Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende. Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung* (Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, Nr. 34), 2016.

Spiegel Online 2019

Spiegel Online: *Gigabatterien sollen Stromnetz entlasten*, 11.02.2019. URL: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/netzausbau-gigabatterien-sollen-stromnetz-entlasten-a-1252422.html> [Stand: 26.06.2019].

Statistisches Bundesamt 2016

Statistisches Bundesamt: *Energieverbrauch in der Industrie im Jahr 2015 um 0,7 % gesunken* (Pressemitteilung vom 4. November 2016 – 392/16), 2016. URL: https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2016/11/PD16_392_435pdf.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 18.10.2019].

Statistisches Bundesamt 2017

Statistisches Bundesamt: *Bodenfläche insgesamt nach Nutzungsarten in Deutschland am 31.12.2017*. URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Flaechennutzung/Tabellen/bodenflaeche-insgesamt.html;jsessionid=2A3423AF5B8D329AA-1D17E0D93156704.internet732> [Stand: 22.07.2019].

Stiftung Umweltarena 2017

Stiftung Umweltarena Schweiz: *Erstes energieautarkes Mehrfamilienhaus in Brütten*, 2017. URL: <https://www.umweltarena.ch/ueber-uns/architektur-und-bauprojekte/#toggle-id-3> [Stand: 08.10.2019].

strom magazin 2019

strom magazin: *Dachbörse: Solarflächen mieten und vermieten*. URL: <https://www.strom-magazin.de/info/dachboerse/>. [Stand: 05.08.2019].

Süddeutsche Zeitung 2018

Süddeutsche Zeitung: *Woidke kritisiert Milliarden-Umverteilung bei Energiewende*, 01.01.2018. URL: <https://www.sueddeutsche.de/news/politik/regierung---potsdam-woidke-kritisiert-milliarden-umverteilung-bei-energiewende-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-180101-99-463912> [Stand: 26.06.2019].

Taeger/Ulferts 2017

Taeger, S./Ulferts, L.: „Von Windparks umzingelt – oder nicht? – ein GIS-gestützter Ansatz zur Ermittlung der optisch bedrängenden Wirkung von Windenergieanlagen im Zuge der Regionalplanung“. In: *AGIT - Journal für Angewandte Geoinformatik*, 3, 2017, S. 130–139.

Thomsen/Weber 2019

Thomsen, J./Weber, C.: *How the Design of Retail Prices, Network Charges, and Levies Affects Profitability and Operation of Small-Scale PV-Battery Storage System* (HEMF Arbeitspapier, Nr. 03/2019), 2019.

trendresearch 2017

trendresearch: *Eigentümerstruktur: Erneuerbare Energien Entwicklung der Akteursvielfalt, Rolle der Energieversorger, Ausblick bis 2020*, Bremen 2017.

UBA 2015

Umweltbundesamt (UBA): *Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien* (Climate Change 19/2015), Dessau-Roßlau 2015. URL: https://www.google.com/url?sa=t&rc=1&ved=2ahUKEwjir-DY5LviAhUDLFAKHaopDz4QFjAAegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedia%2F378%2Fpublikationen%2Fclimate_change_19_2015_potentiale_regelbarer_lasten.pdf&usq=AOvVaw3vODf3uGh3pirHGzfqUK6 (Stand: 22.07.2019).

UBA 2016

Umweltbundesamt (UBA): *Mögliche gesundheitliche Effekte von Windenergieanlagen* (Position), Dessau-Roßlau 2016.

UBA 2019

Umweltbundesamt (UBA): Klimakosten von Treibhausgas-Emissionen, 17.01.2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#text-part-5> [Stand 22.07.2019].

VDE 2013

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V./Energietechnische Gesellschaft (ETG): *Vom Smart Grid zum Microgrid – Wege zur zentral-dezentralen Energieversorgung*, 01.06.2013. URL: <https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/informationen/smartgrid-microgrid> [Stand: 26.06.2019].

VDE 2015

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V./Energietechnische Gesellschaft (ETG): *Der zellulare Ansatz* (Studie), Frankfurt a. M. 2015.

VKU 2017

Verband kommunaler Unternehmen (VKU) (Hrsg.): *Neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern im dezentralen Energiesystem*, 2017. URL: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/171109_Gutachten_NQdZ.pdf [Stand: 22.07.2019].

Voßkuhle 2018

Voßkuhle, Andreas: *Rechtsstaat und Demokratie* (Festvortrag des Präsidenten des Bundesverfassungsgerichts A. Voßkuhle auf dem 72. Deutschen Juristentag in Leipzig), veröffentlicht in der *Zeit*, 40, 2018, S. 6.

Voswinkel 2019

Voswinkel, S.: Preventing Gaming on a Local Flexibility Market (Vortragspräsentation von S. Voswinkel auf dem Strommarkttag vom 15.03.2019). URL: https://www.strommarkttag.org/2019-03-15_Voswinkel_enera_preventing_gaming_on_a_local_flexibility_market.pdf [Stand: 26.06.2019].

VSE 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): *Arealnetze. Handhabung von „Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung“ von elektrischer Energie* (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz), Aarau 2018.

Walker et al. 2017

Walker, B. J. A./Russel, D./Kurz, T.: „Community benefits or community bribes? An experimental analysis of strategies for managing community perceptions of bribery surrounding the siting of renewable energy projects“. In: *Environment and Behaviour*, 49: 1, 2017, S. 59–83.

Walter 2014

Walter, G.: „Determining the Local Acceptance of Wind Energy Projects in Switzerland: The Importance of General Attitudes and Project Characteristics“. In: *Energy Research & Social Science*, 4, 2014, S. 78–88.

Warren/McFadyen 2010

Warren, C. R./McFadyen, M.: „Does Community Ownership Affect Public Attitudes to Wind Energy? A Case Study from South-West Scotland“. In: *Land Use Policy*, 27: 2, 2010, S. 204–213.

Wegner 2018

Wegner, N.: *Verfassungsrechtliche Fragen ordnungsrechtlicher Teilhabemodelle am Beispiel des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes Mecklenburg-Vorpommern*, Würzburger Berichte zum Umweltenergie-recht, Nr. 8, Würzburg 2018.

Weitzel/Glock 2018

Weitzel, T./Glock, C. H.: „Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review“. In: *European Journal of Operational Research*, 264: 2, 2018, S. 582–606.

Welt 2017

Welt: Handwerk fordert das Aus der „ungerechten“ Energiewende, 17.07.2017. URL: <https://www.welt.de/wirtschaft/article166698465/Handwerk-fordert-das-Aus-der-ungerechten-Energiewende.html> [Stand: 26.06.2019].

WEMAG 2017

Westmecklenburgische Energieversorgung AG (WEMAG): *Eine Batterie für alle Fälle: WEMAG-Speicher zeigt Schwarzstartfähigkeit*, 27.01.2016. URL: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/blog/wemag-speicher-zeigt-schwarzstartfaehigkeit> [Stand: 31.07.2019].

Windmesse 2019

Windmesse: Energieerzeugung in den Kohlerevieren fortsetzen, 28.01.2019. URL: <https://w3.windmesse.de/windenergie/pm/30567-vattenfall-baywa-r-e-solar-praxis-ag-wattner-klimaschutz-kohleausstieg-nachnutzung-kohlebergbau-erneuerbare-energie-tagebau-projektierer> [Stand: 26.06.2019].

WWF 2018-1

WWF Deutschland (Hrsg.): *Zukunft Stromsystem II. Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Ziel her denken*, Studie erstellt vom Öko-Institut, Berlin 2018.

WWF 2018-2

WWF Umweltstiftung Deutschland (Hrsg.): *Regionale Auswirkungen des Windenergieausbaus auf die Vogelwelt. Eine exemplarische Untersuchung von sechs bundesdeutschen Landkreisen*, Berlin 2018.

Zoellner et al. 2012

Zoellner, J./Schweizer-Ries, P./Rau, I.: „Akzeptanz Erneuerbarer Energien“. In: Müller, T. (Hrsg.): *20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien* (Schriften zum Umweltenergierecht, Bd. 10), Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft 2012, S. 91–106.

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. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren und Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Energieversorgung zentral-dezentral“

Die interdisziplinär zusammengesetzte Arbeitsgruppe untersuchte, wie zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem zu einer sicheren, bezahlbaren und klimaverträglichen Energieversorgung kombiniert werden können. Dabei wurden Vor- und Nachteile zentralerer und dezentralerer Systeme aus technischer, ökonomischer, raumplanerischer und gesellschaftlicher Perspektive beleuchtet. Darauf basierend wurden Handlungsoptionen erarbeitet, wie die Energiepolitik die jeweiligen Chancen zentralerer und dezentralerer Elemente für das Gesamtsystem nutzbar machen und Risiken abfedern kann.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in zwei Formaten aufbereitet:

1. Die **Stellungnahme** „*Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung*“ stellt die Ergebnisse in kompakter Form dar und zeigt energiepolitische Handlungsoptionen auf, um zentralere und dezentralere Technologien und Koordinierungsmechanismen mit möglichst großem Nutzen für das Gesamtsystem zu integrieren.
2. Die online verfügbaren **Materialien** „*(De-)Zentralität in technischen Szenarien*“ enthalten eine detaillierte Charakterisierung zentraler und dezentraler Energiesysteme aus technischer Sicht, sowie eine Auswertung von Energieszenarien aus Studien, die verschiedene Dezentralitätsaspekte berücksichtigen. Die dargestellten Ergebnisse bildeten die Basis für die weiterführende interdisziplinäre Betrachtung.

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Peter Dabrock (AG-Leiter)	FAU Erlangen-Nürnberg
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson (AG-Leiterin)	TU Darmstadt
Prof. Dr. Christoph Weber (AG-Leiter)	Universität Duisburg-Essen
Dr.-Ing. Thomas Benz	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations- technik
Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel	TU Braunschweig
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Jan Hildebrand	Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)
Prof. Dr. Bernd Hirschl	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW, Berlin) BTU Cottbus-Senftenberg
Prof. Dr.-Ing. Thomas Kolb	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Wolfgang Köppel	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
Prof. Dr. Klaus Kornwachs	BTU Cottbus-Senftenberg
Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel	ABB
Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Kröger	ETH Zürich
Dr. Christoph Mayer	OFFIS – Institut für Informatik
Prof. Dr.-Ing. Bettina Oppermann	Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
Prof. Dr. Hartmut Weyer	Technische Universität Clausthal

Wissenschaftliche Referentinnen und Referenten

Jan Paul Baginski	Universität Duisburg-Essen
Julia Bellenbaum	Universität Duisburg-Essen
Dr. Berit Erlach	acatech
Eva-Maria Kreitschmann	FAU Erlangen-Nürnberg
Anna Pfendler	TU Darmstadt
Andrea Schaefer	TU Darmstadt
Arne Vogler	Universität Duisburg-Essen

Gutachter

Prof. Dr. Carl Friedrich Gethmann	Universität Siegen
Prof. Dr. Reinhard Haas	TU Wien
Prof. Dr.-Ing. Albert Moser	RWTH Aachen
Prof. Dr. Ulrich Wagner	TU München
Prof. Dr. Rolf Wüstenhagen	Universität St. Gallen

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Stellvertreter)	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Goethe-Universität Frankfurt am Main

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Vizepräsident
Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpresidialmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Martin Grötschel	Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Oda Keppler (Gast)	Ministerialdirigentin BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWi

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Geschäftsstelle „Energiesysteme der Zukunft“, acatech
----------------------	--

Rahmendaten

Projektlaufzeit

03/2016 bis 02/2020

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

Die Stellungnahme wurde am 27. September 2019 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Autorinnen und Autoren sowie den Gutachtern für ihre Beiträge. Die Inhalte der Stellungnahme liegen in alleiniger Verantwortung der Akademien.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

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 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: leopoldina@leopoldina.org

Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de

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

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

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: 978-3-8047-4060-0