

167

## Politikberatung kompakt

100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen

## IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2021

DIW Berlin  
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung  
Mohrenstraße 58  
10117 Berlin  
Tel. +49 (30) 897 89-0  
Fax +49 (30) 897 89-200  
[www.diw.de](http://www.diw.de)

ISBN 978-3-946417-58-3  
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.  
Abdruck oder vergleichbare  
Verwendung von Arbeiten  
des DIW Berlin ist auch in  
Auszügen nur mit vorheriger  
schriftlicher Genehmigung  
gestattet.

## DIW Berlin: Politikberatung kompakt 167

Mario Kendzioriski<sup>1,2</sup>

Leonard Göke<sup>1,2</sup>

Claudia Kemfert<sup>1</sup>

Christian von Hirschhausen<sup>1,2</sup>

Elmar Zozmann<sup>2</sup>

Unter Mitarbeit von Fabian Präger, Citlali Rodriguez,  
Christoph Weyhing und Johanna Winkler

### **100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe - Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen**

Studie in Kooperation mit der 100 Prozent Erneuerbar Stiftung

Berlin, April 2021

<sup>1</sup> DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin.

<sup>2</sup> TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

## Das Wichtigste auf einer Seite

Die auf europäischer Ebene, in Deutschland als auch in vielen Bundesländern, Städten, Gemeinden, Quartieren und kleineren Einheiten vereinbarten Ziele zu Dekarbonisierung, Klimaschutz, Teilhabe und andere führen zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien („100% EE“), da weder fossile noch fossil-atomare Technologien ökologisch wie ökonomisch tragfähige Lösungen sind. Jedoch stellt sich die Frage der Ausgestaltung der Vollversorgung mit Erneuerbaren: Insb. sind die Vorteile eines vom bisherigen System abweichenden, dezentralen Planungsansatzes zu berücksichtigen, welcher absehbare Netzengpässe einkalkuliert und stärker auf lastnahe Erzeugung bzw. auch Bürgerbeteiligung an Erzeugung und Verbrauch („Prosumage“) orientiert ist. Zur Beantwortung dieser Fragen werden in dieser Studie Szenarien in Bezug auf erneuerbare Energien (EE)-Zubaumengen, regionale Ausgestaltung sowie die Interdependenz mit dem Netzausbaubedarf miteinander verglichen.

Die Analyse beruht auf dem Energiesystemmodell AnyMOD, welches für eine gegebene Energienachfrage einen kostenminimalen Erzeugungsmix ermittelt. Das Modell verfügt über eine stündliche Auflösung für die Strom- und eine 4-stündige Auflösung für die Wärmeversorgung und den Verkehrssektor sowie eine tägliche Auflösung für den Gassektor. Die gewählte räumliche Abdeckung umfasst Deutschland auf Ebene von 38 Regionen („NUTS-2“ Zonen, d.h. Basisregionen für regionalpolitische Maßnahmen) und berücksichtigt darüber hinaus die Einbindung Deutschlands in das gesamteuropäische Energiesystem. Mit einem Brownfield-Ansatz werden unter Berücksichtigung des Stromnetzes für 2022 sowie aktueller EE-Kapazitäten und -Potenziale die notwendigen Investitionen in Erzeugungs- und Speicherkapazitäten abgebildet. Darüber hinaus beinhaltet das Modell eine stilisierte Betrachtung des deutschen Höchstspannungsnetzes im europäischen Kontext. Referenzszenario für die Berechnungen (genannt „REF“) ist eine im europäischen Kontext ermittelte Energienachfrage in Deutschland von 1.209 TWh, die sich aus 1.070 TWh Strom sowie 139 TWh Nachfrage nach Wasserstoff zusammensetzt. Als unterer Wert wird in einer Sensitivität (genannt „EFF“) auch eine durch Energiesparen und Effizienz reduzierte Nachfrage von 610 TWh modelliert. Die Obergrenze für Wind an Land liegt bei 223 GW installierter Leistung, das maximale Potential für Wind auf See beträgt 80 GW, die Obergrenze für PV-Aufdach- und für Freiflächenanlagen beträgt 900 GW bzw. 226 GW.

Bzgl. der Fragestellung I („Netzausbauoptionen und Raumstruktur der Erzeugung“) wird ein Szenario zur Nachfragedeckung berechnet, bei dem es keine Netzengpässe gibt und bei dem die Kosten der Netzinfrastruktur bei der Planung vernachlässigt werden; dies entspricht dem Status quo im Jahre 2021 (genannt „desintegriert“). Zum Vergleich dient ein Szenario, bei dem die Kosten bei der Planung berücksichtigt werden und integrierte Netzausbau-, Erzeugungs-

und Speicherkapazitätsplanung erfolgt (genannt „integriert“). Die Modellrechnungen bestätigen die Vermutung, dass die Berücksichtigung von Netzinfrastukturausbaukosten zu einem erheblichen Rückgang des Netzausbaubedarfs führt und die dezentrale Energiewende stärkt. Unter Berücksichtigung der Netzausbaukosten erfolgt ein stärkerer Zubau von PV-Anlagen, dagegen geht der Zubau von Wind auf See stark zurück. Zur Deckung der Nachfrage werden ca. 300 GW (bzw. 128 GW im Effizienzscenario) Photovoltaik, 218 GW (bzw. 124 GW im Effizienzscenario) Wind an Land, darüber hinaus ca. 83 GW (27 GW) Elektrolyseure und 27 GW (2 GW) Batteriespeicher benötigt. Der Effekt der Berücksichtigung von Netzausbaukosten ist umso stärker, je geringer die Nachfrage ist. Selbst unter konservativen Annahmen bzgl. rigider Nachfragestrukturen kann in jeder der 38 Regionen die durch Sektorenkopplung steigende Stromnachfrage gedeckt werden.

In Fragestellung II erfolgt ein stilisierter Vergleich von Ansätzen mit einer stärkeren Ausgestaltung lastnaher, dezentraler Erzeugung; dabei werden die Netzausbaukosten nunmehr jeweils berücksichtigt. Dabei erfolgt im Szenario „dezentral“ ein bilanzieller Ausgleich in jeder Region und der Austausch zwischen Regionen erfolgt über das bereits bestehende Übertragungsnetz. Der Ausbaubedarf an Erzeugungskapazitäten, Speichern, etc., wird ermittelt und mit einem schrittweisen Ausbau von Netzinfrastuktur, sowie – im Extremfall – „zentralen“ Szenario verglichen, bei dem 50 GW Wind auf See gebaut werden und der Netzausbau nicht beschränkt ist. Im dezentralen Szenario ergeben sich höhere Investitionen in PV-Anlagen und Batteriespeicher. Fehlender Netzausbau wird u.a. durch stärkere regionale Erzeugung und Speicherung kompensiert, jedoch sind Elektrolyseure und Wasserstoffturbinen nur geringfügig verändert. Trotz teilweise erheblicher Unterschiede in der Erzeugungsausstattung ist die Kostendifferenz zwischen dezentralem und zentralem Szenario gering bzw. liegt im Bereich der Modellunschärfe.

Trotz erheblicher Fortschritte herrscht heute großer Handlungsdruck, die Energiewende zu stärken. Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland im europäischen Kontext ist auch unter stärkerer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe der Erzeugung möglich, ohne dabei von Importen von Wasserstoff oder anderen synthetischen Energieträgern abhängig zu sein. Daher ist es notwendig, die Energiewende konsequent voranzubringen, bzw. den Schwerpunkt wieder an der ursprünglichen Zielsetzung auszurichten: Zum einen muss der Übergang vom fossilen System zu 100% Erneuerbaren beschleunigt werden. Zum anderen muss eine Stärkung der Bürgerbeteiligung erfolgen, sowohl für die Nutzung technischer Potenziale an Erneuerbaren als auch zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz.

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Das Wichtigste auf einer Seite .....</b>	<b>i</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>iii</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>iv</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>v</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>11</b>
<b>2 Rahmenbedingungen der Energiewende und aktueller Handlungsdruck.....</b>	<b>12</b>
2.1 Aktueller Handlungsdruck ... ..	12
2.2 ... für 100% Erneuerbare, Bürgerbeteiligung und angemessene Netzinfrastruktur ....	14
<b>3 Modellansatz.....</b>	<b>19</b>
3.1 Hochauflösendes Energiesystemmodell.....	19
3.2 Nachfrageszenarien: „Referenzfall“ (REF) und „Einsparung/Effizienz“ (EFF) .....	28
<b>4 Fragestellung I: Netzausbauoptionen und Raumstruktur der Erzeugung .....</b>	<b>29</b>
4.1 Ansatz.....	29
4.2 Ergebnisse .....	31
<b>5 Fragestellung II: Kostenvergleich und Sensitivitäten dezentraler, lastnaher     Lösungen .....</b>	<b>40</b>
5.1 Ansatz.....	40
5.2 Ergebnisse .....	41
<b>6 Fazit .....</b>	<b>48</b>
<b>7 Referenzen .....</b>	<b>49</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kapazitäten im Netzentwicklungsplan (NEP) 2021-2035. ....	13
Abbildung 2: Entwicklung der installierten Kapazitäten im europäischen Netzausbauplan (TYNDP) 2020. ....	13
Abbildung 3: Europäische Ebene des Modells. ....	22
Abbildung 4: 100% Erneuerbare im europäischen Kontext (Ausgangsprojektion). ....	22
Abbildung 5: 38 Regionen („NUTS2“-Gebiete) und bestehende Austauschkapazitäten. ....	24
Abbildung 6: Qualitative Darstellung der möglichen Technologieportfolios. ....	25
Abbildung 7: EE-Potenzialschätzungen für Deutschland. ....	27
Abbildung 8: Modellnachfrageszenarien „Referenz“ (REF) sowie Energieeinsparung und Effizienz (EFF). ....	29
Abbildung 9: Investitionsentscheidung in Erzeugungstechnologien und Speicheroptionen als auch Netzausbau. ....	32
Abbildung 10: Zubau von Wind an Land in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“). ....	33
Abbildung 11: Zubau von PV-Anlagen in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“). ....	34
Abbildung 12: Stromnachfrage in GWh/ha. ....	35
Abbildung 13: Zubau von Elektrolyseuren in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“). ....	35
Abbildung 14: Stromnetzausbau in GW und Austausch pro Jahr in TWh (links „desintegriert“, rechts „integriert“). ....	36
Abbildung 15: Stündliches Angebot und Nachfrage in Deutschland zum Zeitpunkt der niedrigsten Einspeisung von Erneuerbaren. ....	38
Abbildung 16: Stündliches Angebot und Nachfrage in Deutschland im Sommer bei niedriger Windeinspeisung. ....	38
Abbildung 17: Stromerzeugung und Netzausbau im Szenarienvergleich. ....	39
Abbildung 18: Investitionsentscheidung in Erzeugungstechnologien bei zentralen bzw. dezentralen Szenario. ....	42
Abbildung 19: Zubau von PV-an Land in MW/ha (links „zentral“, rechts „dezentral“). ....	43
Abbildung 20: Zubau von Wind-Anlagen in MW/ha (links „zentral“, rechts „dezentral“). ....	43
Abbildung 21: Vergleich der annuisierten Kosten zwischen „dezentral“ und „zentral“. ....	44
Abbildung 22: Änderungen der Investitionsentscheidungen für ausgewählte Technologien in Abhängigkeit des Netzausbaus (100% entspricht heutigem Netz). ....	45
Abbildung 23: Netzausbau in GW und Austauschbilanz in TWh der einzelnen Region für die Szenarien 106% (links) und 112% (rechts). ....	46

Abbildung 24: Kapazitätsentwicklungen abhängig von der installierten Kapazität von  
Wind auf See zwischen 10 GW und 50 GW. .... 47

Abbildung 25: Netzausbau in GW und Austauschbilanz in TWh der einzelnen Region für  
die Szenarien 10 GW Wind auf See (links) und 50 GW Wind auf See  
(rechts). .... 47

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kostenannahmen..... 26



## **Zusammenfassung**

### ***Einleitung***

Die auf europäischer Ebene, in Deutschland als auch in vielen Bundesländern, Städten, Gemeinden, Quartieren und kleineren Einheiten vereinbarten Ziele zu Klimaneutralität, Dekarbonisierung, Teilhabe und andere führen zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien („100% EE“), da weder fossile noch fossil-atomare Technologien ökologisch wie ökonomisch tragfähige Lösungen sind. Jedoch stellt sich die Frage der Ausgestaltung der Vollversorgung mit Erneuerbaren: Insb. sind die Vorteile eines vom bisherigen System abweichenden, dezentralen Planungsansatzes zu berücksichtigen, welcher absehbare Netzengpässe einkalkuliert und stärker auf lastnahe Erzeugung bzw. auch Bürgerbeteiligung an Erzeugung und Verbrauch („Prosumage“) setzt.

Wie verändert sich der Erzeugungsmix in solchen Szenarien? Und welche Kostenunterschiede hätte ein dezentrales, auf 100% Erneuerbaren basiertes Energiesystem im Vergleich mit einem zentral angelegten, in welchem Netzengpässe bei der Standortwahl für Erzeugungs- oder Flexibilitätskonzepte keine Rolle spielen? Und ist der dezentrale Ansatz überhaupt wesentlich teurer als das traditionelle System?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden in dieser Studie Szenarien in Bezug auf erneuerbare Energien (EE)-Zubaumengen, regionale Ausgestaltung sowie die Interdependenz mit dem Netzausbaubedarf miteinander verglichen. Dabei werden modellbasierte Szenarien entwickelt, bei denen die Netzausbaukosten explizit berücksichtigt werden; darüber hinaus werden unterschiedliche Grade an dezentraler Energieerzeugung und –speicherung miteinander verglichen.

### ***Rahmenbedingungen und Handlungsdruck für die Energiewende***

Der spezifisch deutsche Begriff der „Energiewende“, seit Eppler (1975) und Krause u. a. (1980) verwendet, impliziert nicht nur die Vollversorgung mit Erneuerbaren, sondern auch nachhaltige, inklusive Modelle zu deren Produktion, Handel und Verbrauch. Die Energiewende war seit den 1970er Jahren ein Projekt, welches auf den Ausstieg aus einem zentral geführten fossil-fossil (atomaren) Energiesystems zugunsten eines dezentralen, Erneuerbaren basierten

Systems mit Bürgerbeteiligung zielte. Trotz erheblicher Fortschritte herrscht heute großer Handlungsdruck, diesen Ansatz der Energiewende zu stärken: Zum Ersten wird der mit den Pariser Klimaschutzziele verbundene notwendige Rückbau fossiler Energien in Deutschland (und anderswo) nicht konsequent genug vorangetrieben. Zum Zweiten orientiert sich der Infrastrukturausbau in Deutschland und in der Europäischen Union noch stark am konventionellen Energiesystem. So baut der Netzentwicklungsplan in Deutschland auf einen nach wie vor hohen, und teilweise sogar ansteigenden Anteil fossiler Erdgasverstromung auf (Abbildung Z-1); die 10-Jahres-Entwicklungspläne der Europäischen Union (TYNDP, „Ten-year network development plans“) beinhalten ebenfalls sehr hohe Mengen an fossiler Kohle und Erdgas sowie erhebliche Mengen an Kernkraft. Zum Dritten erfolgen derzeit Konzentrationsprozesse in der deutschen Energiewirtschaft, welche die seit den 1990er Jahren verfolgte Restrukturierung umzudrehen drohen und die Erfolge der Energiewende aufs Spiel stellen können. Beispiele hierfür sind die Energieerzeugung (vor allem durch RWE) sowie die Stromverteilnetze (vor allem durch E.ON).

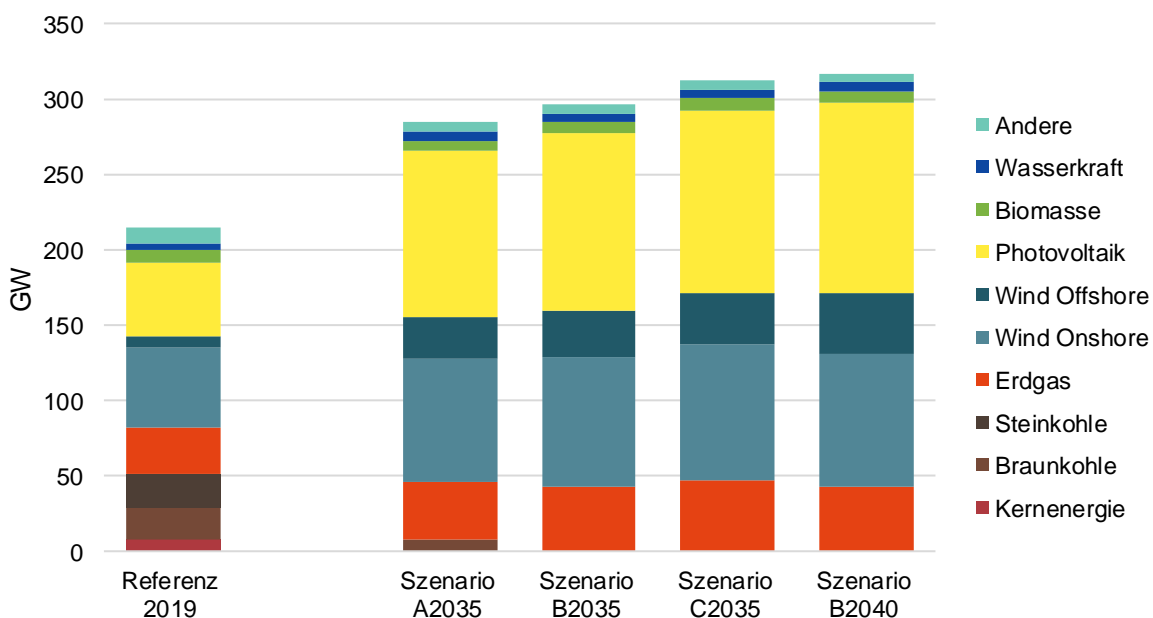


Abbildung Z-1: Entwicklung der Erdgaskapazitäten im NEP 2021-2035.

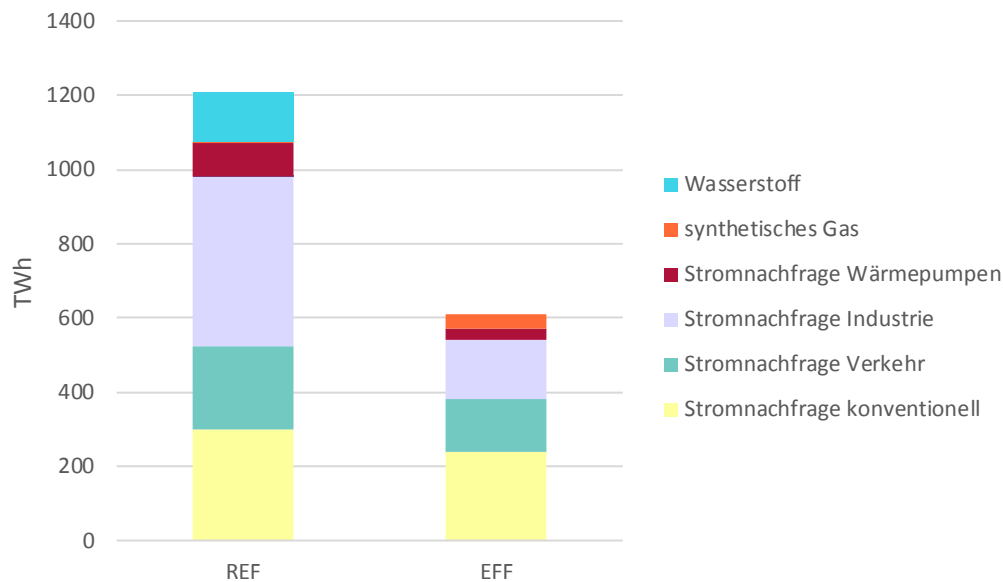
Quelle: 50 Hertz Transmission GmbH (2020).

### **Methodik**

Die Analyse beruht auf dem Energiesystemmodell AnyMOD, welches für eine gegebene Energienachfrage einen kostenminimalen Erzeugungsmix ermittelt. Das Modell verfügt über eine stündliche Auflösung für die Strom- und eine 4-stündige Auflösung für die Wärmeversorgung und den Verkehrssektor sowie eine tägliche Auflösung für den Gassektor. Die gewählte räumliche Abdeckung umfasst Deutschland auf Ebene von 38 Regionen („NUTS-2“ Zonen, d.h. Basisregionen für regionalpolitische Maßnahmen) und berücksichtigt darüber hinaus die Einbindung Deutschlands in das gesamteuropäische Energiesystem. Mit einem Brownfield-Ansatz werden unter Berücksichtigung des Stromnetzes für 2022 sowie aktueller EE-Kapazitäten und -Potenziale die notwendigen Investitionen in Erzeugungs- und Speicherkapazitäten abgebildet. Wegen beschränkter Rechenleistung verwendet das Modell einen linearen Transportmodell-Ansatz und keine elektrotechnische Lastflussanalyse.

Das Energiesystemmodell berücksichtigt neben der konventionellen Stromnachfrage sämtliche Aspekte der Sektorenkopplung, u.a. durch zusätzliche Energienachfrage aus den Industrie- und Gebäudesektoren als auch aus der Mobilität. Dadurch können sowohl Effizienzgewinne als auch das Flexibilitätspotential durch die Elektrifizierung abgebildet werden. Darüber hinaus beinhaltet das Modell eine stilisierte Betrachtung des deutschen Höchstspannungsnetzes; auch dieses ist in den europäischen Kontext eingebunden. Durch die granulare Modellierung ist sichergestellt, dass sowohl in Deutschland als auch in allen anderen europäischen Ländern die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Referenzszenario für die Berechnungen (genannt „REF“) ist eine im europäischen Kontext ermittelte Energienachfrage in Deutschland von 1.209 TWh, die sich aus 1.070 TWh Strom sowie 139 TWh Nachfrage nach Wasserstoff zusammensetzt. Als unterer Wert wird in einer Sensitivität (genannt „EFF“) auch eine durch Energiesparen und Effizienz reduzierte Nachfrage von 610 TWh modelliert (Abbildung Z-2). In der Studie werden verwendet wir eine Kombination aus jüngeren EE-Potenzialschätzungen: Die Obergrenze für Wind an Land liegt bei 223 GW installierter Leistung, das maximale Potential für Wind auf See beträgt 80 GW, die Obergrenze für PV-Aufdach- und für Freiflächenanlagen beträgt 900 GW bzw. 226 GW.



**Abbildung Z-2: Modellnachfrageszenarien „Referenz“ (REF) sowie Energieeinsparung und Effizienz (EFF).**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Auer u. a. (2020) und BUND (2017).

### ***Fragestellung I: Dezentralität und verringerter Netzinfrastrukturausbau***

Für diese Analyse wird ein Szenario zur Nachfragedeckung berechnet, bei dem es keine Netzengpässe gibt und bei dem die Kosten der Netzinfrastuktur bei der Planung vernachlässigt werden; dies entspricht dem Status quo im Jahre 2021 (genannt „desintegriert“). Zum Vergleich dient ein Szenario, bei dem die Kosten bei der Planung berücksichtigt werden und integrierte Netzausbau-, Erzeugungs- und Speicherkapazitätsplanung erfolgt (genannt „integriert“). Dadurch gibt es eine Abwägung zwischen dem höchsten erneuerbaren Energieertrag und den dafür notwendigen Netzausbaukosten. In solch einem Verfahren spielt auch die räumliche Komponente eine Rolle, da ein verbrauchsnaher Standort zusätzlichen Netzausbau verringern kann.

Die Modellrechnungen bestätigen die Vermutung, dass die Berücksichtigung von Netzinfrastukturausbaukosten zu einem erheblichen Rückgang des Netzausbaubedarfs führt und die dezentrale Energiewende stärkt (Abbildung Z-3). Netzausbau stellt eine von mehreren Flexibilitätsoptionen dar, aber im Status quo führt die Vernachlässigung der Netzkosten zu einer übermäßigen Stärkung zentraler Stromversorgung, vor allem bei Wind auf See.

Zur Deckung eines exogen vorgegebenen Strombedarfs von 1070 TWh sowie zusätzlich 139 TWh an Wasserstoff und synthetischen Gasen werden ca. 300 GW (bzw. 128 GW im Effizienz-szenario) Photovoltaik, 218 GW (bzw. 124 GW im Effizienz-szenario) Wind an Land, darüber hinaus ca. 83 GW (27 GW) Elektrolyseure und 27 GW (2 GW) Batteriespeicher benötigt. In beiden Varianten der Netzplanung dominiert eine Kombination aus Wind an Land und Solar-PV (Freifläche und Aufdach-Anlagen) den Erzeugungsmix. Unter Berücksichtigung der Netzausbaukosten erfolgt ein stärkerer Zubau von PV-Anlagen, dagegen geht der Zubau von Wind auf See stark zurück. Durch die gemeinsame Betrachtung von Netzausbau und Speicheroptionen werden im integrierten Ansatz auch nur unwesentlich mehr Batteriespeicher und Elektrolyseure benötigt. Der Effekt der Berücksichtigung von Netzausbaukosten ist umso stärker, je geringer die Nachfrage ist: Im Szenario EFF erfolgen nur noch geringster Netzzubau und wesentlich geringere Mengen an Erzeugungskapazitäten.

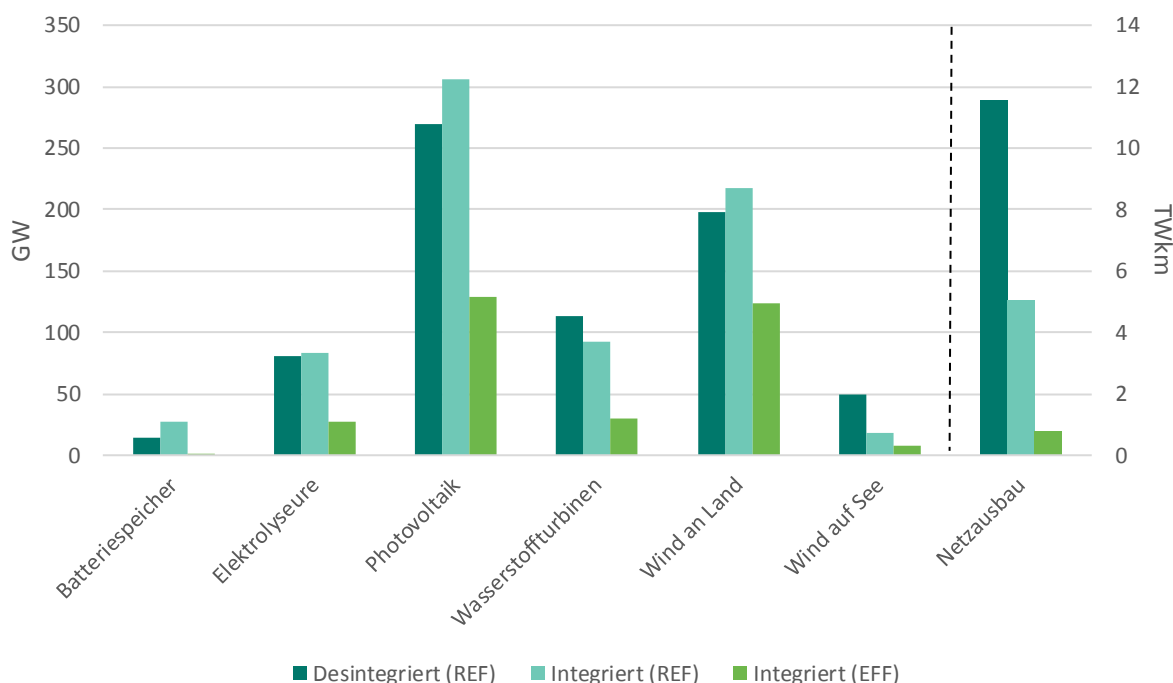


Abbildung Z-3: Investitionsentscheidung in Erzeugungstechnologien und Speicheroptionen als auch Netzausbau

Quelle: Eigene Darstellung.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Die Einheit „TWkm“ erlaubt relative Vergleiche, die tatsächlich notwendigen Netzverstärkungs- und Netzneubaumaßnahmen auf Leitungsebene sind in der Realität komplexer.

Es erfolgt im „integrierten“ Szenario ein wesentlicher Zubau von Windrädern an Land als auch von PV-Anlagen. Die ca. 22 GW mehr Wind an Land Kapazitäten werden im dezentralen Szenario hauptsächlich lastnah im Süden Deutschlands zugebaut. Im nördlichen Teil von Deutschland werden in beiden Szenarien die vorhandenen Windpotenziale an Land bereits komplett ausgenutzt. Derselbe Effekt tritt auch beim Zubau von PV-Anlagen auf, welche vermehrt im Süden von Deutschland platziert werden. Auch die Austauschbilanz ist für fast alle Regionen im integrierten Szenario deutlich ausgeglichener. Das Nord-Süd-Gefälle ist im desintegrierten Szenario stark ausgeprägt, während im integrierten Szenario fast alle Regionen bilanziell nahe an der Selbstversorgung sind.

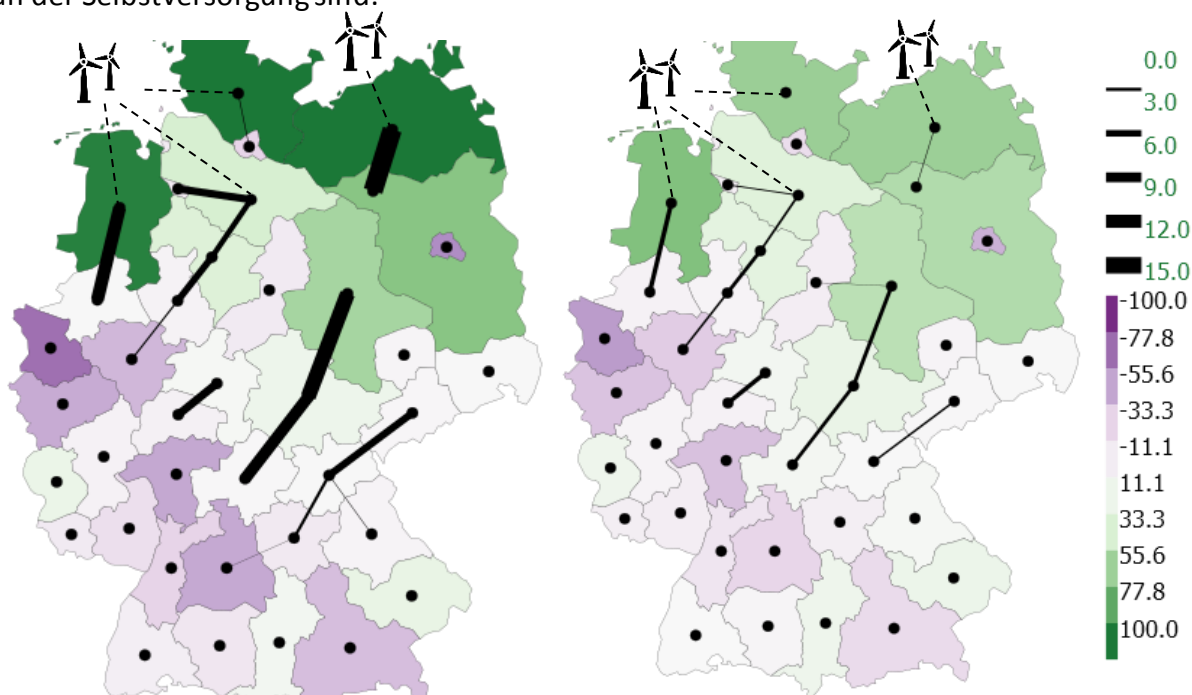


Abbildung Z-4: Stromnetzausbau in GW und Austausch pro Jahr in TWh (links „desintegriert“ und rechts „integriert“).

Quelle: Eigene Darstellung.

Auch in einem lastnahen, auf Erneuerbaren aufbauenden Energiesystem ist die Versorgungssicherheit zu jeder Stunde des Jahres gewährleistet (Abbildung Z-5). Selbst unter konservativen Annahmen bzgl. rigider Nachfragestrukturen kann in jeder der 38 Regionen die durch Sektorenkopplung steigende Stromnachfrage gedeckt werden. Erheblicher Netzausbau ist nicht notwendig, aber der Energiehandel innerhalb Deutschlands als auch mit den europäischen Nachbarländern trägt zur Versorgungssicherheit bei.

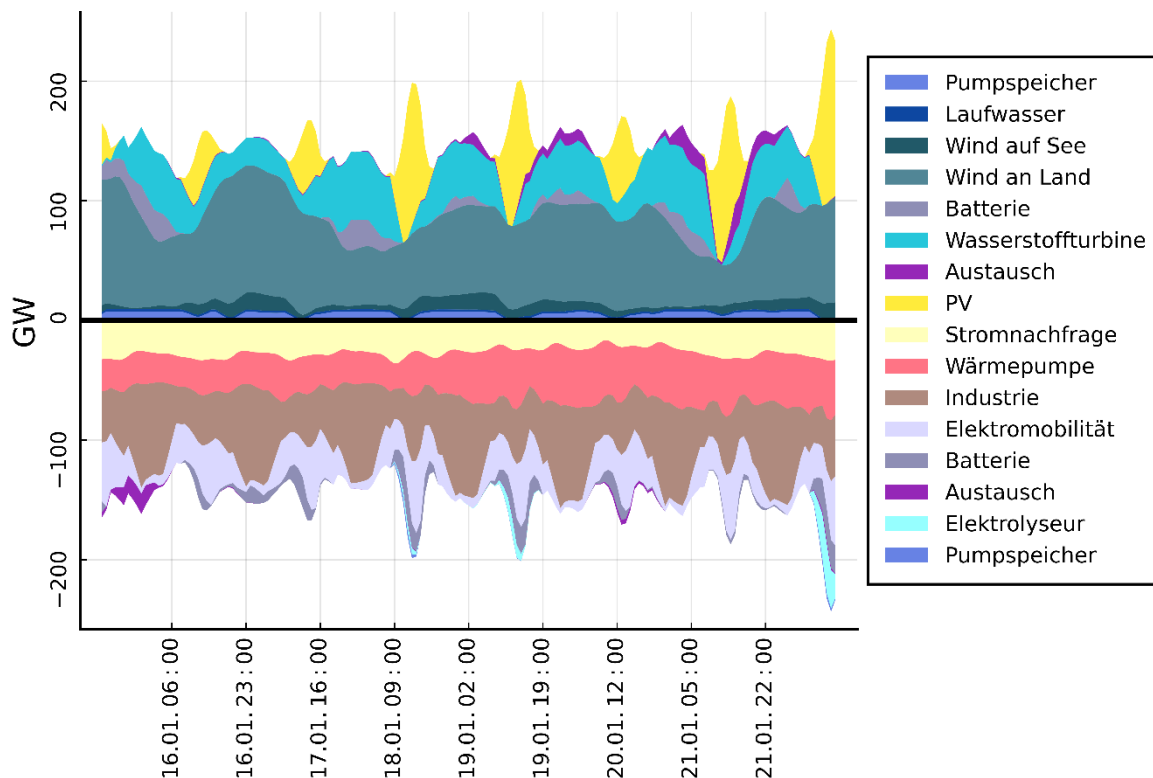


Abbildung Z-5: Stündliches Angebot und Nachfrage in Deutschland (zum Zeitpunkt der niedrigsten Einspeisung von Erneuerbaren).

Quelle: Eigene Darstellung.

**Fragstellung II: Zentraler und dezentraler Ansatz fast kostengleich**

Im zweiten Schritt erfolgt ein stilisierter Vergleich von Ansätzen mit einer stärkeren Ausgestaltung lastnaher, dezentraler Erzeugung; dabei werden die Netzausbaukosten nunmehr jeweils berücksichtigt. Insb. wird das Argument einer kritischen Prüfung unterzogen, die Systemkosten eines zentral orientierten, auf Großanlagen ausgelegten Energiesystems wären wesentlich niedriger als die eines dezentralen, lastnahen Systems. Dabei erfolgt im Szenario „dezentral“ ein bilanzieller Ausgleich in jeder Region und der Austausch zwischen Regionen erfolgt über das bereits bestehende Übertragungsnetz. Der Ausbaubedarf an Erzeugungskapazitäten, Speichern, etc., wird ermittelt und mit einem schrittweisen Ausbau von Netzinfrastruktur, sowie – im Extremfall – „zentralen“ Szenario verglichen, bei dem 50 GW Wind auf See gebaut werden und der Netzausbau nicht beschränkt ist.

Im dezentralen Szenario ergeben sich höhere Investitionen in PV-Anlagen und Batteriespeicher. Fehlender Netzausbau wird u.a. durch stärkere regionale Erzeugung und Speicherung kompensiert, jedoch sind Elektrolyseure und Wasserstoffturbinen nur geringfügig verändert (Abbildung Z-6). Trotz teilweise erheblicher Unterschiede in der Erzeugungsausstattung ist die Kostendifferenz zwischen dezentralem und zentralem Szenario gering bzw. liegt im Bereich der Modellunschärfe (Abbildung Z-7). Sie setzt sich insbesondere aus höheren Kosten für die Erzeugungsanlagen sowie Batterieinvestitionen zusammen; dem können geringere Kosten für den Netzausbau gegengerechnet werden (Kosten für die Verteilnetze werden nicht berücksichtigt). Allerdings vernachlässigt der Vergleich nicht-quantifizierbare Effekte wie Flächenverbrauch oder negative Externalitäten beim Netzausbau, die den Unterschied der Gesamtkosten weiter verschwimmen lassen.

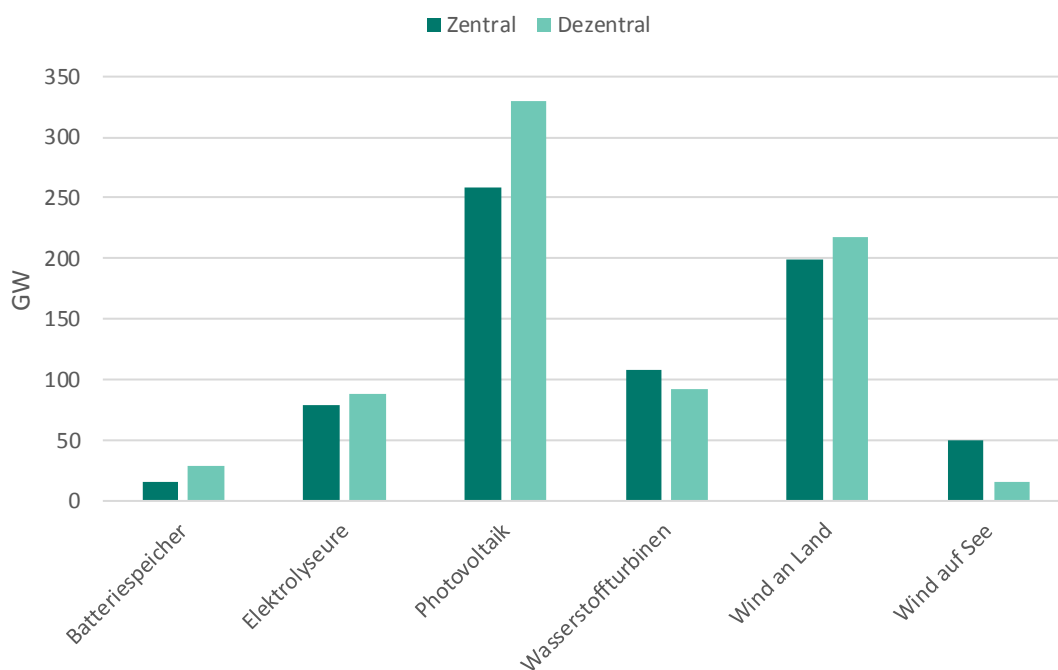
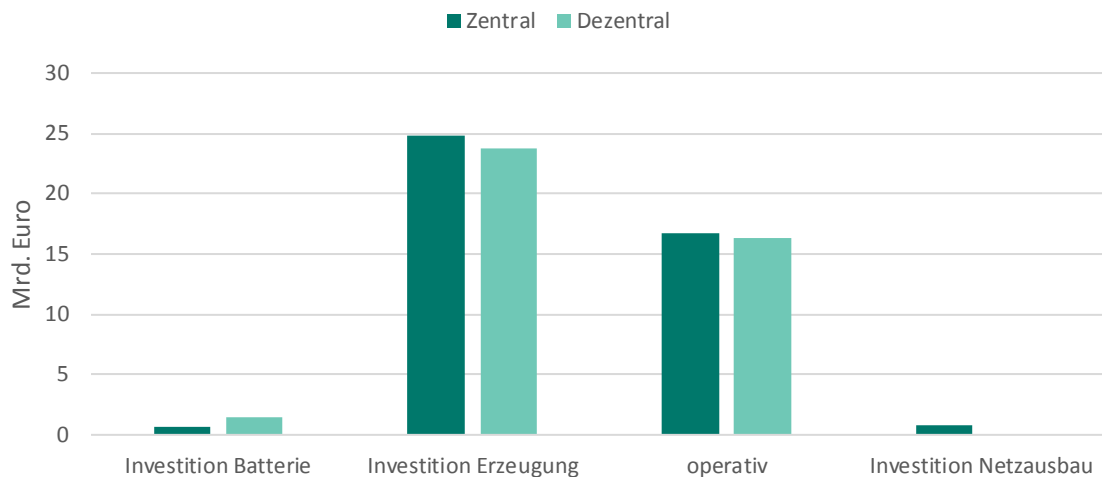


Abbildung Z-6: Vergleich der installierten Leistungen zwischen den Szenarien „dezentral“ und „zentral“.

Quelle: Eigene Darstellung.





**Abbildung Z-7: Vergleich der annuisierten Kosten zwischen „Dezentral“ und „Zentral“.**

Quelle: Eigene Darstellung.

### **Fazit**

Die Studie diskutiert erstmalig ein vollständig Erneuerbaren basiertes Energiesystem in der ganzen Europäischen Union, in Deutschland als auch auf Ebene aller 38 Regionen. Die Berücksichtigung von Netzausbaukosten führt zu einem erheblichen Rückgang des Netzausbaubedarfs und stärkt die dezentrale Energiewende. Das Gesamtsystem wird günstiger und es kommt zu stärker dezentralen, lastnahen Erzeugungsstrukturen. In diesem Fall sind fast alle Regionen bilanziell nahe an der Selbstversorgung. Eine stundengenaue Auflösung der Ergebnisse zeigt, dass die Versorgungssicherheit in allen Regionen selbst in kalten Winterwochen gewährleistet ist. Netzausbau stellt eine von mehreren Flexibilitätsoptionen dar, aber im Status quo führt die Vernachlässigung der Netzkosten zu einer übermäßigen Stärkung zentraler Stromversorgung, vor allem bei Wind auf See.

Dezentrale Ansätze mit räumlicher Verbrauchsnähe weisen keine wesentlichen Kostenunterschiede zu zentralen Ansätzen auf. Den leicht höheren Investitionen in Erzeugung und Batteriespeichern im dezentralen Szenario stehen geringere Netzausbaukosten gegenüber. Berücksichtigt man nicht-pekuniäre Kosten wie Flächenverbrauch und externe Kosten des Netzausbaus und andere, so verschwimmen die Kostenunterschiede zwischen zentralen und dezentralen Ansätzen weiter.

Energiesparen und Effizienz sind zentrale Stellschrauben auf dem Weg zu reduzierten Erzeugungsstrukturen und Ressourcenverbräuchen. Die Analyse zeigt erhebliche Einsparungen von Netzinfrastruktur und Erzeugungsanlagen für das Szenario „Energiesparen-Effizienz“ mit reduzierter Energienachfrage. Neben der 100%-ig erneuerbaren Versorgung müssen daher Ansätze zum suffizienten Verbrauchsverhalten gestärkt werden.

Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland im europäischen Kontext ist auch unter stärkerer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe der Erzeugung möglich, ohne dabei von Importen von Wasserstoff oder anderen synthetischen Energieträgern abhängig zu sein. Daher ist es notwendig, die Energiewende konsequent voranzubringen, bzw. den Schwerpunkt wieder an der ursprünglichen Zielsetzung auszurichten: Zum einen muss der Übergang vom fossilen System zu 100% Erneuerbaren beschleunigt werden. Zum anderen muss eine Stärkung der Bürgerbeteiligung erfolgen, sowohl für die Nutzung technischer Potenziale an Erneuerbaren als auch zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz.

## 1 Einleitung

Die auf europäischer Ebene, in Deutschland als auch in vielen Bundesländern, Städten, Gemeinden, Quartieren und kleineren Einheiten vereinbarten Ziele zu Dekarbonisierung, Klimaschutz, Teilhabe und andere führen zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien („100% EE“), da weder fossile noch fossil-atomare Technologien ökologisch wie ökonomisch tragfähige Lösungen sind. Jedoch stellt sich die Frage der Ausgestaltung der Vollversorgung mit Erneuerbaren: Insb. sind die Vorteile eines vom bisherigen System abweichenden, dezentralen Planungsansatzes zu berücksichtigen, welcher absehbare Netzengpässe einkalkuliert und stärker auf lastnahe Erzeugung bzw. auch Bürgerbeteiligung an Erzeugung und Verbrauch („Prosumage“) orientiert ist.

Wie verändert sich der Erzeugungsmix in solchen Szenarien? Und welche Kostenunterschiede hätte ein dezentrales, 100% Erneuerbaren basiertes Energiesystem im Vergleich mit einem zentral angelegten, in dem Netzengpässe bei der Standortwahl für Erzeugungs- oder Flexibilitätsoptionen keine Rolle spielen? Und ist der dezentrale Ansatz überhaupt wesentlich teurer als das traditionelle System?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden in dieser Studie Szenarien in Bezug auf EE-Zubau-mengen, regionale Ausgestaltung sowie die Interdependenz mit dem Netzinfrastrukturbedarf miteinander verglichen. Dabei wird besonderes Gewicht auf die Geographie der Energieerzeugung und der Flexibilitätsoptionen gelegt. Neben modellbasierten Szenarien mit zentralen Charakteristika und solchen mit dezentralen Ansätzen erfolgt eine qualitative Diskussion der Ergebnisse.

Der nächste Abschnitt 2 fasst die Rahmenbedingungen der Energiewende zusammen und stellt den aktuellen Handlungsdruck dar. Dabei steht auf allen fiskalischen Ebenen eine 100%-ig erneuerbare Versorgung im Mittelpunkt, von Europa über alle Nationalstaaten bis auf die Ebene von 38 Regionen in Deutschland („NUTS-2 Zonen“). Abschnitt 3 stellt dann den Model-lansatz der Studie sowie die Ausgestaltung der Szenarien vor. Abschnitte 4 und 5 beantworten die wesentlichen Fragestellungen I und II: In Abschnitt 4 werden die Auswirkungen einer adä-

quaten Berücksichtigung von Netzausbaukosten auf den Energiemix und die regionale Verteilung analysiert. Es zeigt sich, dass ein solcher Ansatz, entgegen dem Status quo, zu einem stärker dezentralen Ausbau von Erneuerbaren führt und der Netzausbau signifikant reduziert werden kann. Abschnitt 5 unterzieht dann ein konsequent weitergedachtes, dezentrales Szenario einer genaueren Analyse, bei dem die einzelnen Regionen bilanziell ausgeglichener sind und lediglich bestehende Netzinfrastruktur genutzt wird. Auch dieses Szenario ist energiewirtschaftlich darstellbar und hat sehr ähnliche Systemkosten wie zentrale Ansätze, dafür aber Vorteile einer größeren Bürgerbeteiligung und der Nutzung dezentraler EE-Potenziale. In jeder Region ist auch bei 100% EE Versorgungssicherheit gewährleistet und die Nachfrage kann stündlich gedeckt werden. Die Einbindung in ein deutschlandweites bzw. europäisches Netz bleibt dabei bedeutsam. Abschnitt 6 beinhaltet ein Fazit.<sup>2</sup>

## **2 Rahmenbedingungen der Energiewende und aktueller Handlungsdruck**

### **2.1 Aktueller Handlungsdruck ...**

Besonderer Handlungsdruck für die Energiewende sowie einer auch stärker dezentral verfolgten erneuerbaren Energieversorgung besteht derzeit aus mindestens drei Gründen:

- Zum Ersten wird der mit den Pariser Klimaschutzziele verbundene notwendige Rückbau fossiler Energien in Deutschland (und anderswo) nicht konsequent genug vorangetrieben (Oei, Kendziorski, u. a. 2020). Gleichzeitig stockt der Ausbau der Erneuerbaren und läuft Gefahr, sich auf wenige Großprojekte, z.B. Offshore-Windparks, zu konzentrieren.

---

<sup>2</sup> Die Studie wurde in der Abteilung Energie-Verkehr-Umwelt des DIW Berlin in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Berlin im Rahmen einer Kooperation mit der 100 Prozent erneuerbar stiftung erstellt.

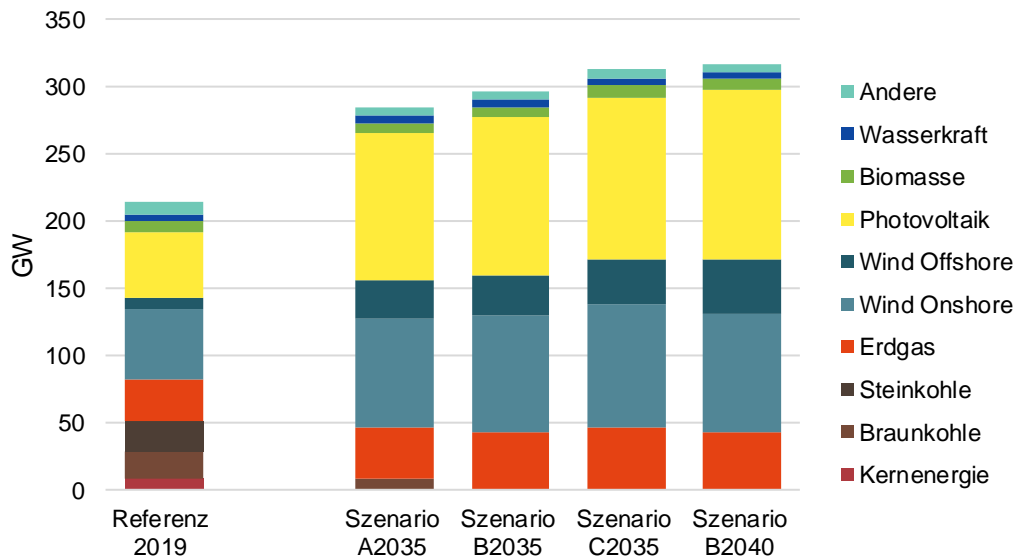


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kapazitäten im Netzentwicklungsplan (NEP) 2021-2035.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf 50 Hertz Transmission GmbH (2020).

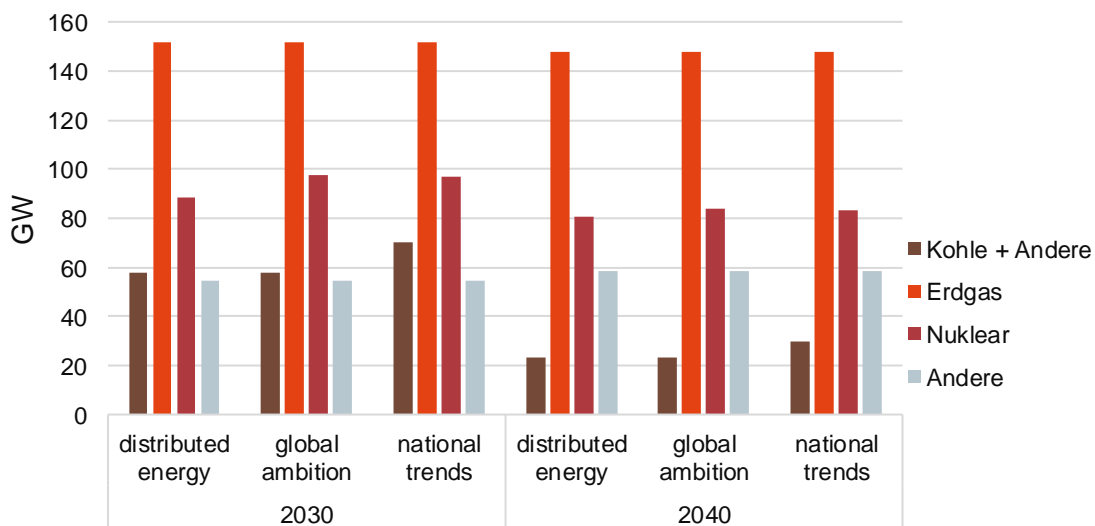


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Kapazitäten im europäischen Netzausbauplan (TYNDP) 2020.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E und ENTSO-G (2019).

- Zum Zweiten orientiert sich der Infrastrukturausbau in Deutschland und in der Europäischen Union noch stark am konventionellen, fossil-atomaren System. So baut der Netzentwicklungsplan in Deutschland auf einen starken Zuwachs fossiler Erdgasverstromung auf (BNetzA 2020) (Abbildung 1). Die 10-Jahres-Entwicklungspläne (TYNDP)

der EU beinhalten ebenfalls sehr hohe, und teilweise sogar ansteigende Mengen an fossiler Kohle und Erdgas sowie Kernkraft (Abbildung 2). Hierzu gehört auch der Versuch, durch künstlich erzeugte Bedarfe an großräumigen Wasserstoffimporten den Fortbestand des fossilen Erdgassystems zu sichern (von Hirschhausen, Praeger, und Kemfert 2020; Ahmels u. a. 2021).

- Zum Dritten erfolgen derzeit Konzentrationsprozesse in der deutschen Energiewirtschaft, welche die seit den 1990er Jahren verfolgte Restrukturierung umzudrehen drohen und die Erfolge der Energiewende aufs Spiel stellen. Beispiele hierfür sind die Energieerzeugung (vor allem durch RWE) sowie die Stromverteilnetze (vor allem durch E.ON).

## **2.2 ... für 100% Erneuerbare, Bürgerbeteiligung und angemessene Netzinfrastruktur**

### **2.2.1 Bezugspunkt: Ausstieg aus fossilen Energien, 100% Erneuerbare ...**

Die institutionellen Rahmenbedingungen auf globaler Ebene, innerhalb der EU sowie in Deutschland implizieren eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf allen föderalen Ebenen. So wurde im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens die Begrenzung der Erderwärmung auf möglichst 1,5°C und eine maximale Erwärmung um 2°C beschlossen (UNFCCC 2015). Auf europäischer Ebene wurde das Ziel der Klimaneutralität verabschiedet, wenn auch erst bis 2050 (European Commission 2019). Auf deutscher Ebene wurden von der Bundesregierung im Klimaschutzgesetz Emissionsziele gesetzt, um in allen Sektoren den CO<sub>2</sub> Ausstoß bis 2050 auf null zu bringen. Emissionsbudgets für jeden Sektor sind ausgewiesen, um verpflichtende Rahmenbedingungen für eine Dekarbonisierung in Deutschland zu schaffen (Bundestag 2019). Auch auf weiteren föderalen Ebenen wie Bundesländern, Städten, Gemeinden und bis hin zu Quartieren werden Konzepte zur Klimaneutralität verfolgt.

Aus (umwelt-)ökonomischer Perspektive ist die bisherige fossil-fissile<sup>3</sup> Energieversorgung mit Abstand die teuerste und nicht nachhaltig: CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Energieträgern müssen mit Umweltkosten von mindestens € 180/t und wahrscheinlich mehr bewertet werden (Bünger und Matthey 2018). Kernkraft stellt die mit Abstand gefährlichste Stromerzeugung dar und ist auf der ganzen Welt nicht versicherbar (Diekmann 2011); selbst bei Vernachlässigung von Rückbau und Endlagerung der radioaktiven Abfälle ist Kernkraft nicht wettbewerbsfähig (Wealer u. a. 2021). Ein beschleunigter Ausstieg aus Kohle, aber auch aus fossilem Erdgas und Erdöl ist notwendig. Fehlanreize, die durch (technisch und ökonomisch unbegründete) Hoffnungen auf CO<sub>2</sub>-Abscheidung entstehen, können kein Bestandteil einer Klimaneutralität sein. Selbiges gilt auch für die aktuelle Tendenz, großräumig Wasserstoff importieren zu wollen, der wiederum zu großen Teilen auf fossiler Erzeugung beruht. Darüber hinaus ist die Beendigung der kommerziellen Nutzung von Kernenergie und die Atomwende zu einem sicheren Rückbau der Kernkraftwerke und langfristiger tiefengeologischer Lagerung der Atomabfälle dringlich.

Eine Vielzahl von Studien belegt die Machbarkeit einer Vollversorgung mit Erneuerbaren und deren Vorteilhaftigkeit gegenüber dem konventionellen fossil-fissilen System. Auf globaler Ebene gehören hierzu (Jacobsen 2020; Löffler u. a. 2017b; Oei, Burandt, u. a. 2020; Breyer und Victoria 2021). Auch auf europäischer Ebene kann die Umsetzung des European Green Deal und eine vollständige Dekarbonisierung mit Erneuerbaren erreicht werden, vgl. unterschiedliche Studien von (CAN Europe und EEB 2020; Solar Power Europe und LUT University 2020; Hainsch, Brauers, u. a. 2020; Victoria u. a. 2020).<sup>4</sup> Auch in Deutschland werden Optionen für 100%-ig erneuerbare Energieversorgung schon seit langem diskutiert, u.a. in (SRU 2011; Henning und Palzer 2012; Jacobson u. a. 2017; Walter u. a. 2018; Bartholdsen u. a. 2019; Hainsch,

---

<sup>3</sup> „Fissil“ kommt aus dem Lateinischen und bedeutet „spaltbar“. In diesem Kontext ist somit mit „fossil-fissil“ ein System gemeint, das auf Technologien setzt, die mithilfe der Verbrennung von fossilen Rohstoffen oder durch Kernspaltung Energie gewinnen.

<sup>4</sup> Die Europäische Union verwendet den „European Green Deal“ (EGD) als Fahrplan hin zu einer nachhaltigen Wirtschaft, um die Bedrohungen des Klimawandels zu begrenzen und das Paris Agreement einzuhalten mit dem Ziel, bis 2050 keine Treibhausgase mehr zu emittieren, effiziente Ressourcennutzung zu fördern und Umweltverschmutzungen zu bekämpfen. Jedoch soll dies laut dem Impact Assessment noch mit großen Anteilen fossiler Energien und Kernkraft erzielt werden (European Commission 2020).

Göke, u. a. 2020; Gerhards u. a. 2021). Somit steht heute nicht mehr das „ob“ der Vollversorgung mit Erneuerbaren zur Diskussion, sondern das „wie“.

### 2.2.2 ... mit Bürgerbeteiligung

Der spezifisch deutsche Begriff „Energiewende“ impliziert, aufbauend auf Amory und Hunter Lovins (1976; 1979), Elemente eines sanften Weges („soft path“) im Sinne einer inklusiven Nachhaltigkeitsstrategie (Eppler 1975; Krause, Bossel, und Müller-Reissmann 1980; Hennicke, Johnson, und Kohler 1985). Dies beinhaltet nicht nur die Vollversorgung mit Erneuerbaren, sondern auch nachhaltige, inklusive Modelle zu deren Produktion, Handel und Verbrauch. Die Energiewende ist seit den 1970er Jahren ein Projekt, welches auf den Ausstieg aus einem zentral geführten fossil-fossilen Energiesystems zugunsten eines dezentralen, Erneuerbaren basierten Systems unter möglichst großer Bürgerbeteiligung zielte. Der aus Umweltgründen notwendige Ausstieg aus dem althergebrachten, fossil-fossilen System ging Hand in Hand mit einer Kritik an einem zentralistischen, durch Großunternehmen dominierten und auf Konsumzuwachs ausgerichteten Gesellschaftssystem. Damals wie heute ist der Bezugspunkt ein ökologisch, ökonomisch und sozial nachhaltiges Wirtschafts- und Energiesystem unter weitgehender Bürgerbeteiligung.

Dem von Lovins ausgeführten „weichen Pfad“ liegt ein Verständnis zugrunde, demzufolge dezentral gelebte Bürgerenergie ein elementarer Bestandteil der Energiewende ist, obwohl techno-ökonomische Modelle dort Kostennachteile sehen. Die sozialwissenschaftliche Grundlage ist von E.F. Schumacher (1977) als „Small is beautiful“ beschrieben worden, welche die Rückkehr wirtschaftlichen Handelns zum „menschlichen Maß“ forderte. Diese Diskussion fokussiert auf sozio-technische Aspekte, d.h. überwiegend dezentral, durch kollektive Gemeinschaften erzeugte und lokal verbrauchte Energie im Kontext der Energiesystemwende. Dieses Energiebeispiel ist bei Schumacher ein Beispiel von vielen, bei denen dezentrale, nutzerorientierte Lösungen zur Befriedigung von Grundbedürfnissen („basic needs“) eine bessere Option darstellen als zentralisierte, auf Konsumwachstum ausgelegte Technologien.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> „Man is small, so small is beautiful.“ (E. F. Schumacher 1973, 69).



Die konkrete Ausgestaltung unterschiedlicher Parameter eines dezentralen, bürgernahen Ansatzes ist komplex und steht nicht im Kern dieser Studie. Insbesondere ergeben sich bei einer Energiesystemanalyse unterschiedliche Dimensionen von Dezentralität, u.a. in Bezug auf die Technologie (eher kleine Anlagen), die räumliche Dimension (eher verbrauchsnahe Erzeugung und Bereitstellung von Flexibilität) als auch den Grad des Eigenverbrauchs (eher hoch, vgl. Diskussion in Clausen et al (2017), Schill u. a. (2017) und Matthes u. a. (2018)). Die Analysen weisen auch auf quantifizierbare und nicht-quantifizierbare Vor- und Nachteile von dezentralen Prosumage-Ansätzen hin. Eindeutige Optima sind angesichts der multikriteriellen Zielfunktion nicht zu identifizieren, sondern bedürfen der Berücksichtigung lokaler Spezifika.

Weitgehender Konsens besteht darin, dass bisher praktizierte, top-down Ansätze sowohl technische als auch gesellschaftspolitisch relevante dezentrale Potenziale vernachlässigt haben. Vor diesem Hintergrund kommt der Ausgestaltung eines Energiewende-kompatiblen Sektordesigns und der Einbindung multipler, lokaler Akteure eine besondere Rolle zu, z.B. auch beim Marktdesign (Gridsingularity 2020; Bündnis Bürgerenergie, 100 Prozent erneuerbar stiftung 2020; Lüth, Weibezahn, und Zepter 2020).

### 2.2.3 ... und angemessener Netzinfrastruktur

Besondere Wirkmächtigkeit bzgl. dezentraler nachhaltiger Entwicklung hat das Verständnis von Infrastrukturausbau, da es gleichsam profilbildend für die Beziehung von Energieerzeugung und –verbrauch ist und Pfadabhängigkeiten schafft. Diese Problematik wurde bereits in der klassischen Entwicklungstheorie aufgeworfen, insb. die Frage nach Infrastruktur als Ursache oder eher reaktives Element nachhaltiger Entwicklung (Hirschman 1958). Im gegenwärtigen Transformationskontext wirkt übermäßiger Infrastrukturausbau eher strukturerhaltend für das alte, zentrale und noch stark fossile System.

Unstrittig ist, dass im Kontext eines stark fossil-fossilen Erzeugungsmix ein starker Netzausbau bestehende fossile und Kernkraftwerke stärkt, indem er zusätzliche Exportmöglichkeiten schafft. Dies wurde auch im internationalen Bereich vielfach gezeigt, so für italienische Stromexporte nach Nordafrika (Turmes 2010) und modellbasiert für die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromhandels (Brancucci Martínez-Anido 2013) sowie unterschiedliche TYNDP-Konstellationen (Abrell und Rausch 2016).

Die Fragestellung ist per se nicht neu und wurde im letzten Jahrzehnt ausführlich diskutiert, allerdings noch kaum im Kontext von 100% EE-Szenarien (Ausnahme ist Weibezahn u. a. (2020)). Studien zum Thema Netzausbau beinhalten die *dena*-Netzscenarien (Hirschhausen, Wand, und Beestermöller 2010; Kunz, Gerbaulet, und Hirschhausen 2013), das Marktdesign (Kempfert, Kunz, und Rosellón 2016) sowie konkrete Ausbauplänen zur Stärkung von Braunkohle in den neuen Bundesländern (Mieth, Gerbaulet, u. a. 2015) bzw. im Rheinland (Gerbaulet u. a. 2012).

Besondere Brisanz bekommt die Thematik durch den Status quo in Deutschland, bei dem bei dem Stromerzeugung unabhängig von Netzausbaukosten kompensiert wird (Deutschland als „Kupferplatte“) und damit zentrale Erzeugung gefördert wird (Frank Peter u. a. 2016; Kempfert, Kunz, und Rosellón 2016; Drechsler u. a. 2017). Die Tendenz zu Überinvestitionen in Netzausbau im traditionellen System ist die Folge von Fehlanreizen der institutionellen Rahmenbedingungen der Netzregulierung und des Netzausbaus in Deutschland, wie die überhöhte Verzinsung des eingesetzten Kapitals, der Einspeisevorrang für wohlfahrtsschädliche Stromquellen (vor allem fossile Energieträger und Kernkraft) und keine bzw. geringe temporale und regionale Preisdifferenzierung. Eine Energiesystemperspektive ergibt vielmehr, dass Netzausbau eine von vielen Flexibilitätsoptionen ist, wie auch Einspeisemanagement, Lastmanagement (DSM) und Speicher. Auch muss das NOVA-Prinzip angewendet werden, sodass Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau erfolgt. Weitere konzeptionelle Studien, oftmals im Kontext von Deutschland und den Nachbarländern, bestätigen den Zusammenhang zwischen regulatorischen Maßnahmen und deren Potenzial zur Einschränkung des Netzausbaus (Grimm, Martin, u. a. 2016; Grimm, Rückel, u. a. 2016; Jarass und Obermair 2012; Jarass und Jarass 2016; Baumann und Jarass 2020).

Erst knapp zwei Jahrzehnte nach der Strommarktliberalisierung in Europa (1996) bzw. in Deutschland (1998) fanden auch klimapolitische Instrumente in der Netzplanung Berücksichtigung. Nachdem sich die Netzbetreiber über viele Jahrzehnte vor allem in der Rolle sahen, Kohle- und Kernkraftwerke mit den großen Verbrauchszentren zu verbinden, fiel ihnen der Umstieg auf ein erneuerbaren- und weitgehend CO<sub>2</sub>-freies System nicht leicht. Mit dem Sze-

nariorahmen 2015 wurden dann jedoch erstmals explizit CO<sub>2</sub>-Ziele in die Bedarfsplanung aufgenommen (Mieth, Weinhold, u. a. 2015). Dies ist wichtig, denn auch in Deutschland ist Stromnetzausbau nicht indifferent bzgl. des Erzeugungsmixes: Je CO<sub>2</sub>-intensiver die Stromerzeugung ist, desto stärker fördert ein großzügiger Stromnetzausbau die Treibhausgasemissionen. In Deutschland gilt dies insbesondere auch für den Exportstrom, der über 10% der deutschen Stromerzeugung ausmacht und somit das CO<sub>2</sub>-Budget europaweit belastet. Daher sind strenge CO<sub>2</sub>-Limits als Rahmenbedingung für den Netzausbau sinnvoll.

Nicht sinnvoll ist in diesem Zusammenhang die Forderung, im Fall von Netzengpässen die sauberen erneuerbaren Energien zu bestrafen, und nicht die umweltschädlichen bzw. gefährlichen Kohle-, Erdgas- und Kernkraftwerke. Eine Reihe von Studien hat gezeigt, dass angeblich fehlender Netzausbau kein Hinderungsgrund ist den Ausbau der erneuerbaren Energien zu stoppen; vielmehr können mit preislichen und ordnungsrechtlichen Maßnahme die (seltenen) Zeiträume mit Netzengpässen stark reduziert werden, vgl. die Studien von (Grimm u. a. 2014; Kemfert, Kunz, und Rosellón 2016; Baumann und Jarass 2020).

### **3 Modellansatz**

#### **3.1 Hochauflösendes Energiesystemmodell**

##### **3.1.1 Modellstruktur**

Die Studie verbindet Forschungsergebnisse zu 100% EE-Szenarien auf europäischer Ebene mit einer detaillierten Modellierung von Deutschland inkl. 38 (NUTS-2) Regionen. Somit wird sowohl in Europa, in Deutschland als auch auf dezentraler Ebene der 38 Regionen 100% erneuerbare Energie verwendet.

Im Mittelpunkt der Studie steht das Modellframework AnyMOD, welches sowohl das europäische als auch das deutsche Energiesystem mit einer hohen zeitlichen Auflösung berechnet und Investitionsentscheidungen optimiert (Göke 2020). Bei einer gegebenen Stromnachfrage sowie der Berücksichtigung exogen vorgegebener Bedarfe der an den Stromsektor angrenzenden Sektoren, wie z.B. die Verkehrsnachfrage oder die stoffliche Nachfrage im Industriesektor,

ermittelt das Modell einen kostenoptimalen Erzeugungsmix: Die Investitionen sowie die variablen und fixen Kosten in Erzeugungs-, Speicher- und Netzinfrastruktur werden unter Einhaltung der Nebenbedingungen, z.B. Potenzialobergrenzen von Technologien auf Basis von verfügbaren Flächen, minimiert. Darüber hinaus erfolgt eine Regionalisierung der Angebots- und Nachfrage auf Ebene der 38 Regionen.

Der notwendige Ausstieg aus Erdgas und Erdöl führt zu einer Elektrifizierung des Verkehrssektors, was einen Umstieg auf den Bahnverkehr sowie das Ende des Verbrennungsmotors bedeutet. Auch der Gebäudebereich und der Industriesektor müssen vollständig dekarbonisiert werden. Der daraus resultierende Anstieg der Stromnachfrage wird in dem verwendeten Modell berücksichtigt. Dadurch umfasst diese Studie nicht nur den Stromsektor, sondern schließt den Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor mit ein. Zusätzlich wird eine stoffliche Nachfrage nach Wasserstoff und Methan aus der Industrie oder schwer zu elektrifizierenden Sektoren berücksichtigt. Eine derartige Sektorenkopplung ist zwingend notwendig, wenn von Dekarbonisierung gesprochen wird, da anderenfalls ein großer Teil der Emissionen nicht mit abgedeckt wird.

Ein Großteil dieser Nachfrage muss über die Stromerzeugung gedeckt werden, da die Menge von Biomasse limitiert ist und keine Importe von Wasserstoff oder anderen Energieträgern von außerhalb der EU möglich sind. Die Nachfrage nach Strom wird stündlich, die nach Raum- und Industrierwärme sowie der Verkehr in 4-Stundenblöcken und die Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischem Gas im Modell täglich bilanziert. So besteht für die Möglichkeit, die Stromnachfrage aus den an den Stromsektor angrenzenden Bereichen zu verschieben und so die Flexibilität, die durch die Sektorenkopplung besteht, mit abzubilden.

Das Modell hat zudem die Option, in diverse Speichertechnologien zu investieren und kann so abwägen zwischen Investitionen in weitere Erzeugungstechnologien, Netzausbau, Lastverschiebung oder Speicheroptionen. Dabei werden Effizienz- bzw. Umwandlungsverluste (z.B. bei Wärmepumpen Abhängigkeit von der Außentemperatur) dynamisch berechnet und fließen so mit in die Entscheidung ein. Regionale Nachfrage und Einspeisezeitreihen sorgen für eine detaillierte Abbildung des regionalen Erzeugungsprofils. Weitere Details finden sich in der Modellbeschreibung sowie der offen verfügbaren Modelldokumentation (Göke 2020).

### 3.1.2 Europa ...

Klimaneutralität ist nicht nur in Deutschland, sondern in der gesamten EU offizielles Ziel. Daher wird in der Studie von einem erneuerbaren Erzeugungsmix innerhalb ganz Europas, unter Berücksichtigung aller Sektoren (Strom, Wärme, Transport, etc.), ausgegangen. Zum einen ist dies eine notwendige Bedingung zur Einhaltung der Pariser Klimaschutzziele, zum anderen sichert es eine 100%-ig erneuerbare Versorgung von Deutschland auch im Fall des nach wie vor notwendigen Energiehandels mit den Nachbarländern. Es ist sichergestellt, dass es keine fossilen oder fossilen Importe durch die Hintertür geben kann. Auch gibt es keine Importe von außerhalb der EU.

In einem ersten Schritt wird daher ein Dekarbonisierungspfad hin zu einem vollständigen auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem für alle europäischen Staaten berechnet, wobei jeder Staat durch einen Knoten repräsentiert wird (Abbildung 3).<sup>6</sup> Anschließend berechnet AnyMOD die Investitionsentscheidung für die relevanten Technologien des Stromsektors auf Grundlage der zuvor erhaltenen Ergebnisse angrenzender Sektoren. Daraus ergibt sich ein Technologieportfolio für alle EU-Staaten. Die als Austauschkapazität zugrunde gelegten Werte entsprechen den Projekten aus dem TYNDP 2018, welche bis 2025 abgeschlossen sein werden (ENTSO-E 2019). Ein zusätzlicher Ausbau der Austauschkapazitäten zwischen den Ländern erfolgt nicht. Die Daten für die angenommen verfügbaren Mengen an installierter Kapazität für erneuerbare Energien kommen aus dem OpenEntrance-Projekt (<https://openentrance.eu/>).

---

<sup>6</sup> Für die europaweite Optimierung wurde das „Zwillings“-Modell GENeSYS-MOD verwendet (Löffler u. a. 2017a; Burandt, Löffler, und Hainsch 2018), wodurch detaillierte europaweite Ergebnisse im Kontext des OpenEntrance-Projekts (<https://openentrance.eu/>) erschlossen werden konnten.



Abbildung 3: Europäische Ebene des Models.

Quelle: Eigene Darstellung.

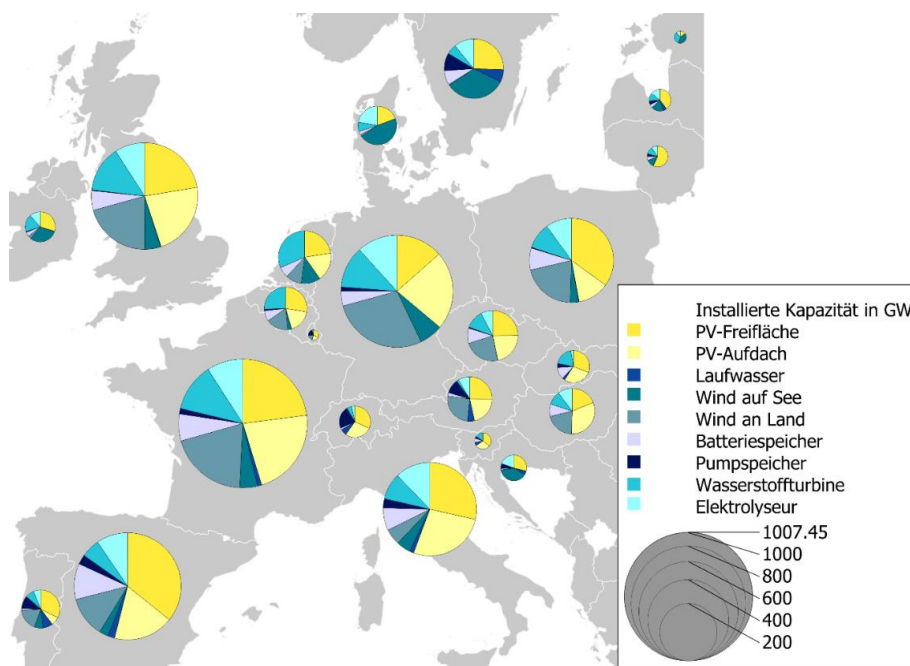


Abbildung 4: 100% Erneuerbare im europäischen Kontext (Ausgangsprojektion).

Quelle: Eigene Darstellung, auf der Basis von (Auer u. a. 2020).

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse des EU-weiten Szenarios (außer Deutschland) exemplarisch auf. Die Energieerzeugung ist durch die stromerzeugenden Technologien geprägt: PV und Wind auf Land sowie länderspezifisch Wind auf See. In den mittig und südlich gelegenen Ländern wird die Stromerzeugung hauptsächlich durch PV-Anlagen sichergestellt, während weiter nördlich der Anteil von Wind generell zunimmt. Überall werden anteilig Batteriespeicher, Elektrolyseure und Wasserstoffturbinen gebaut, um genügend Flexibilität bereitzustellen.

### 3.1.3 ... Deutschland mit 38 Regionen

Im nächsten Schritt werden Investitionsentscheidungen für die europäischen Länder (außer für Deutschland) fixiert und als Eingangsgrößen für den nächsten Modellierungslauf verwendet. Deutschland ist nun nicht mehr nur durch einen Knoten repräsentiert, sondern durch 38 Regionen, die eine detailliertere dezentrale Abbildung erlauben. Wichtige Parameter wie die Strom- und Wärmenachfrage oder die Einspeisezeitreihen von volatilen Erneuerbaren wie Wind- und Photovoltaikanlagen, unterscheiden sich räumlich so auf einer stärker granularen Ebene. Dadurch können Rückschlüsse gezogen werden, wie sich die dezentrale Platzierung von Technologien auf das Gesamtsystem auswirkt.

Das regionalisierte Modell für Deutschland enthält darüber hinaus eine vereinfachte Darstellung der Stromübertragungsnetze, um Auswirkungen dezentraler Szenarien auf die Infrastrukturnutzung zu analysieren. Es wurden Austauschkapazitäten zwischen diesen Zonen als Startwert definiert, die auf dem bestehenden heutigen Stromnetz in Deutschland basieren (Abbildung 5). Wegen beschränkter Rechenleistung verwendet das Modell einen linearen Transportmodell-Ansatz und keine elektrotechnische Lastflussanalyse.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Die tatsächlich notwendigen Netzverstärkungs- und Netzneubaumaßnahmen sind in der Realität komplexer, so dass der hier verwendete Ansatz eine nicht-elektrotechnische Abschätzung von Transportbedarfen leistet.

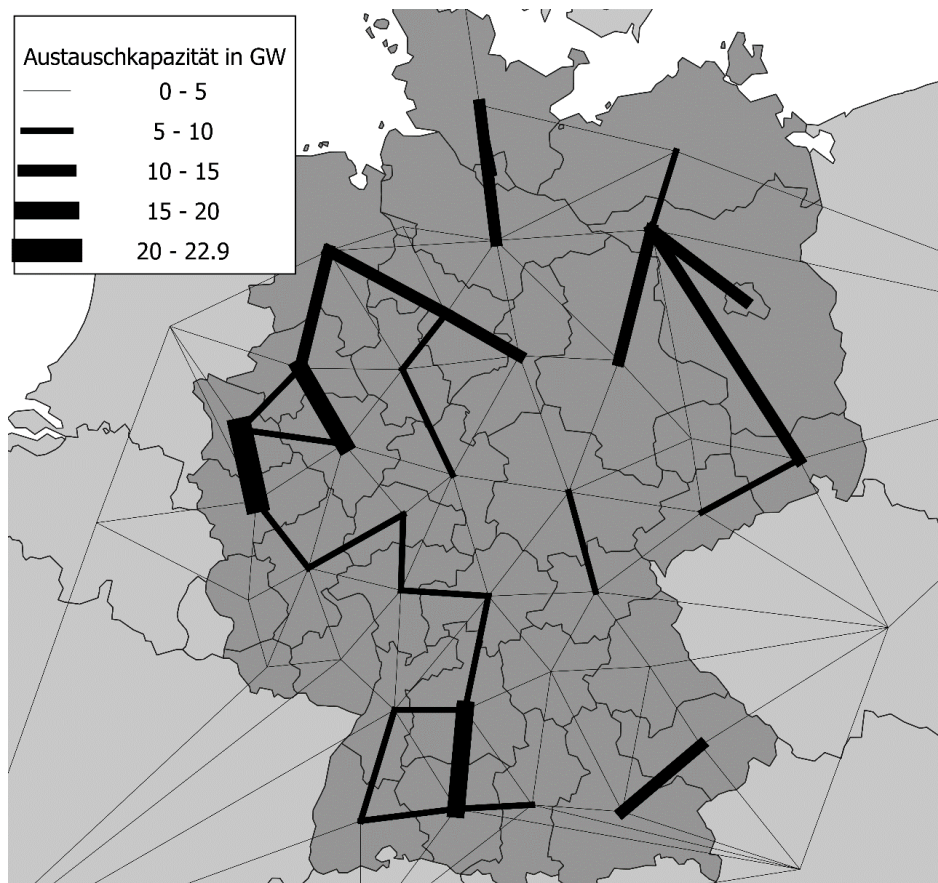


Abbildung 5: 38 Regionen („NUTS2“-Gebiete) und bestehende Austauschkapazitäten.

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3.1.4 Technologien, Kosten und Potenziale

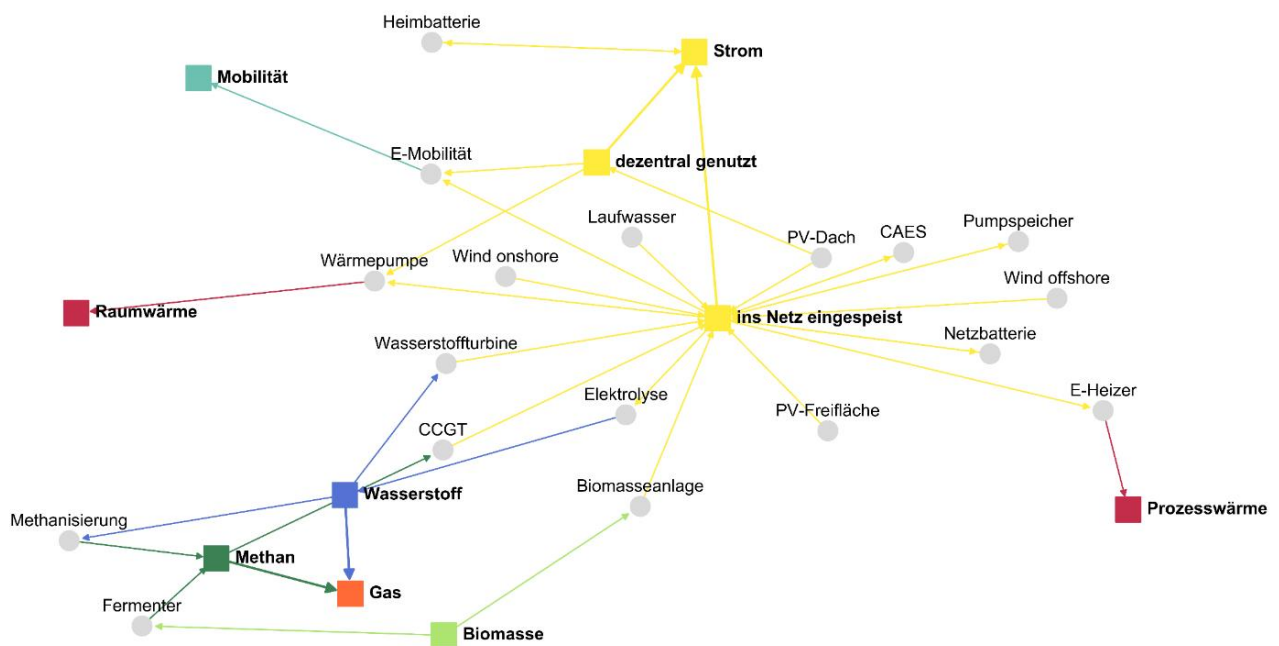
#### Technologien

Für die Ausgestaltung des Energiesystems stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Einen wesentlichen Bestandteil bilden dabei Windkraft an Land und auf See sowie Photovoltaik als Freiflächen- und Aufdachanlagen, die Primärenergie in Form von Strom produzieren. Als zu befriedigende Nachfrage gibt es konventionelle Stromnachfrage, Raumwärme, Prozesswärme (hauptsächlich Industrie), Mobilität und Nachfrage nach Methan und Wasserstoff (z.B. für Verkehrsbereiche, die schwer elektrifiziert werden können, wie der Flugverkehr oder Schiffsverkehr). Dies kann durch verschiedene Technologien erfolgen wie z.B. durch Wärmepumpen, die Strom in Raumwärme umwandeln. Diese Umwandlungstechnologien bringen



eine gewisse Flexibilität für das Energiesystem mit, da der Stromverbrauch so gesteuert werden kann, dass dieser möglichst optimal zur Stromerzeugung passt, die durch volatile Erneuerbare gekennzeichnet ist.

Eine weitere wichtige Kategorie von Technologien sind Speicher. Zum einen gibt es Batteriespeicher, die Strom effizient für einen kürzeren Zeitraum speichern können und zum anderen Speicher, die über die Elektrolyse von Strom zu Wasserstoff eine Möglichkeit eröffnen, Energie über einen längeren Zeitraum zu speichern. Weitere Speichertechnologien sind Pumpspeicher, die allerdings auf den heutigen Bestand limitiert sind, und Druckluftspeicher, welche in der Regel weniger kosteneffizient sind als eine Kombination aus Batterie- und Wasserstoffspeicherung.



**Abbildung 6: Qualitative Darstellung der möglichen Technologieportfolios.**

Quelle: Göke (2020).

Zusätzlich gibt es noch eine Unterscheidung zwischen Strom, der lokal verbraucht wird (in der Abbildung 6 als „dezentral genutzt“ bezeichnet) und Strom, der mithilfe des Übertragungsnetzes übertragen wird und woanders verwendet wird. Aufdachanlagen können diesen lokalen Strom produzieren, der dann direkt für die E-Mobilität oder die Wärmepumpe<sup>8</sup> verbraucht

<sup>8</sup> Es werden erdbasiert als auch luftbasierte Wärmepumpen berücksichtigt. Zusätzlich ist der „Coefficient of Performance“ (COP) als stündliche Zeitreihe hinterlegt, da die Effizienz stark mit der Außentemperatur korreliert.

werden kann. Da auf der Stromübertragung ein geringer Verlustfaktor (aufgrund von Netzverlusten) liegt, gibt es einen Anreiz, den Strom direkt lokal zu verbrauchen.

### Kosten

Die angenommenen Investitionen und Betriebskosten basieren auf den EU-Projekten OS-MOSE und openENTRANCE, Fraunhofer EE sowie anderen öffentlich zugänglichen Quellen. Jede Region verfügt über eine Potentialgrenze als auch ein individuelles Erzeugungsprofil für Wind an Land und PV-Anlagen. Zusätzlich sind diese Potentiale noch einmal in drei Kategorien mit abnehmenden Volllaststunden unterteilt, um zu reflektieren, dass es bessere und schlechtere Standorte gibt. Die Windparks auf See sind jeweils den nächstgelegenen NUTS-2-Zonen zugewiesen.<sup>9</sup> Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die operative Kosten bzw. Investitionshöhen der verfügbaren Technologien. Diese werden im Modell mit einem Zinssatz von 2% annuisiert, um die Werte vergleichbar zu machen.

Technologie	Investitionen [€/kW]	Investitionen [€/kWh]	Operative Kosten [€/Jahr]	Betriebsdauer (Jahre)	Quelle
Aufdach PV	588		8,14	25	Fraunhofer ISE (2018)
Freifläche PV	317		6,34	25	Fraunhofer ISE (2018)
Wind an Land	1140		44,4	25	Fraunhofer ISE (2018)
Wind auf See	2335 - 3540 <sup>10</sup>		46,7 – 70,8	30	Fraunhofer ISE (2018)
Wasserstoffturbine	185		3,3	30	Auer u. a. (2020)
Elektrolyseur	418		14,6	30	OSMOSE (2019)
Methanisierung	719		18,0	30	OSMOSE (2019)
Biomassekraftwerk	817		6,59	30	Auer u. a. (2020)
Batteriespeicher	74,7	164,1	1,1	18	OSMOSE (2019)
Gasspeicher (nutzbar für Wasserstoff oder Methan)	4,9	0,00497			Auer u. a. (2020)

**Tabelle 1: Kostenannahmen**

<sup>9</sup> Ab einer Kapazität von 50 GW Wind auf See wird berücksichtigt, dass es zu Abschottungseffekten kommt, die zu niedrigeren Volllaststunden führen (Agora Energiewende u. a. 2020).

<sup>10</sup> Mit einer zunehmenden Entfernung zur Küste steigen die Kosten für Wind auf See an, daher ist hier eine Spanweite angegeben.

### Potenziale

Bezüglich der deutschlandweiten und der dezentralen EE-Potenziale gibt es eine Vielzahl von Schätzungen, die in Abbildung 7 skizziert werden. Naturgemäß steigen diese Schätzungen mit genauerem Wissen sowie der Veränderung der institutionellen Rahmenbedingungen. Ressourcen, welche vormals als nicht nutzbar galten, werden somit zu realen Potenzialen, z.B. Aufdach-Photovoltaik (Fath 2018). In der Studie wird eine Kombination aus jüngeren Potenzialschätzungen verwendet: Die Obergrenze für Wind an Land liegt bei 223 GW installierter Leistung (Burandt, Löffler, und Hainsch 2018), das maximale Potential für Wind auf See beträgt 80 GW, die Obergrenze für PV-Aufdach- und für Freiflächenanlagen beträgt 900 GW bzw. 226 GW (Wirth 2021).<sup>11</sup>

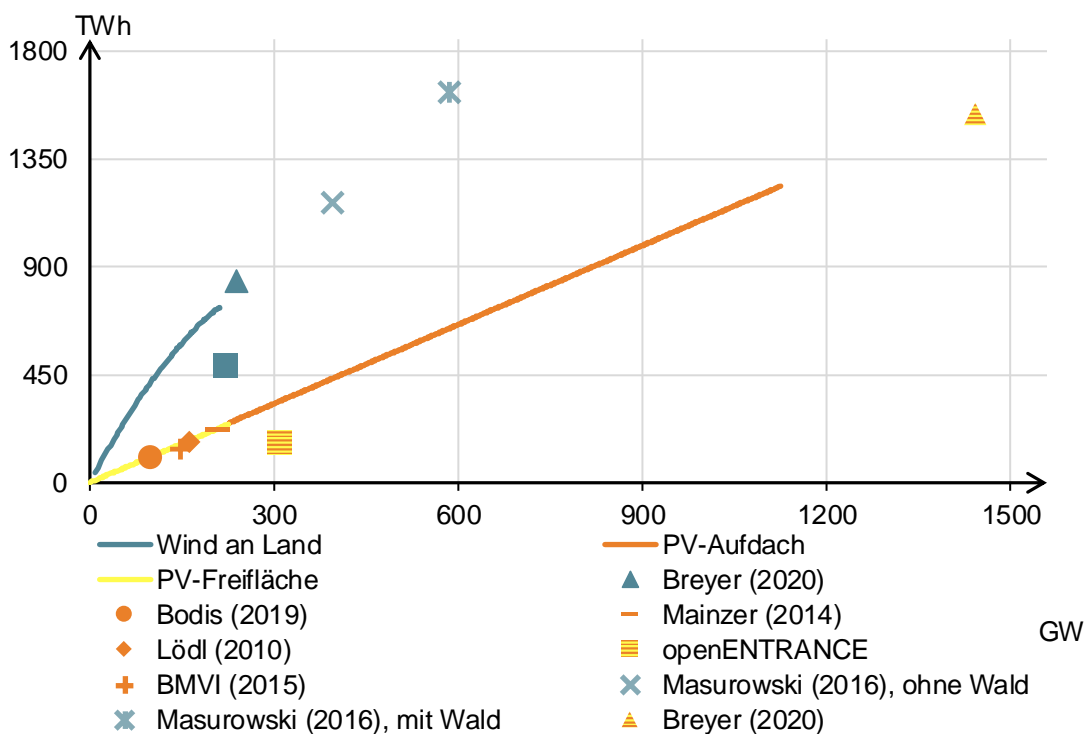


Abbildung 7: EE-Potenzialschätzungen für Deutschland

Quellen: Bodis (2019), Mainzer u. a. (2014), Lödl u. a. (2010), Masurowski u. a. (2016), Breyer u. a. (2020), openEntrance (Auer u. a. 2020), eigene Berechnungen auf Grundlage von Wirth (2021).

<sup>11</sup> Weitere Potentiale für PV wurde nicht berücksichtigt wie z.B. an Agrarflächen, Verkehrsflächen, bereits versiegelten Flächen oder geflutete Tagebauten.

### **3.2 Nachfrageszenarien: „Referenzfall“ (REF) und „Einsparung/Effizienz“ (EFF)**

Die Entwicklung der zukünftigen Energienachfrage unterliegt einer Vielzahl von Unsicherheiten, wie z.B. dem Grad der Sektorenkopplung, der Entwicklung von Umwandlungswirkungsgraden und weiteren Energienutzungen sowie Verhaltensanpassungen (Suffizienz). Insgesamt ist abzusehen, dass es durch einen Trend zur Elektrifizierung zu Effizienzgewinnen kommt (z.B. Einsatz von Wärmepumpen oder Elektromobilität), sodass die gesamte Energienachfrage im Energiesystem im Vergleich zum heutigen System reduziert wird. Da es keine einheitliche Prognose für die künftige Entwicklung des Energiebedarfs, insbesondere des Strombedarfs, gibt, wird zusätzlich noch ein weiteres Szenario durchgerechnet, um die Auswirkung einer geringeren Nachfrage abzubilden (Abbildung 8).

#### **3.2.1 Referenzfall (REF): 1.209 TWh**

Im Referenzfall (REF) verwenden wir die Nachfrage aus der europäischen Energiesystemmodellierung für Deutschland aus dem openENTRANCE Projekt (Auer u. a. 2020). Dabei liegt die direkte Stromnachfrage bei 1070 TWh, welche aus 300 TWh konventioneller Stromnachfrage, 91 TWh Raumwärme, 223 TWh aus dem Verkehrsbereich und 456 TWh aus der Industrie besteht. Zusätzlich gibt es noch eine exogene Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischem Gas in Höhe von jeweils 134 TWh und 5 TWh aus Bereichen, die sich nur schwer elektrifizieren lassen, wie z.B. Flug- und Schiffsverkehr, bestimmte Prozesse in der Industrie oder die stoffliche Verwendung in Umwandlungsprozessen.

#### **3.2.2 Energiesparen/Effizienz (EFF): 610 TWh**

Der Fall „Einsparung/Effizienz“ (EFF) bezieht sich dagegen auf einen Nachfrageverlauf mit optimistischen Annahmen bzgl. der Nutzung identifizierbarer Einspar- bzw. Effizienzpotenziale, in dem auch Verhaltensänderungen („Suffizienz“) eine Rolle spielen. Die exogen vorgegebene

Nachfrage im EFF-Szenario entspricht dem „Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ (BUND 2017). Diese wird anteilig auf unterschiedliche Sektoren verteilt und ergibt insg. eine Nachfrage von 610 TWh.<sup>12</sup>

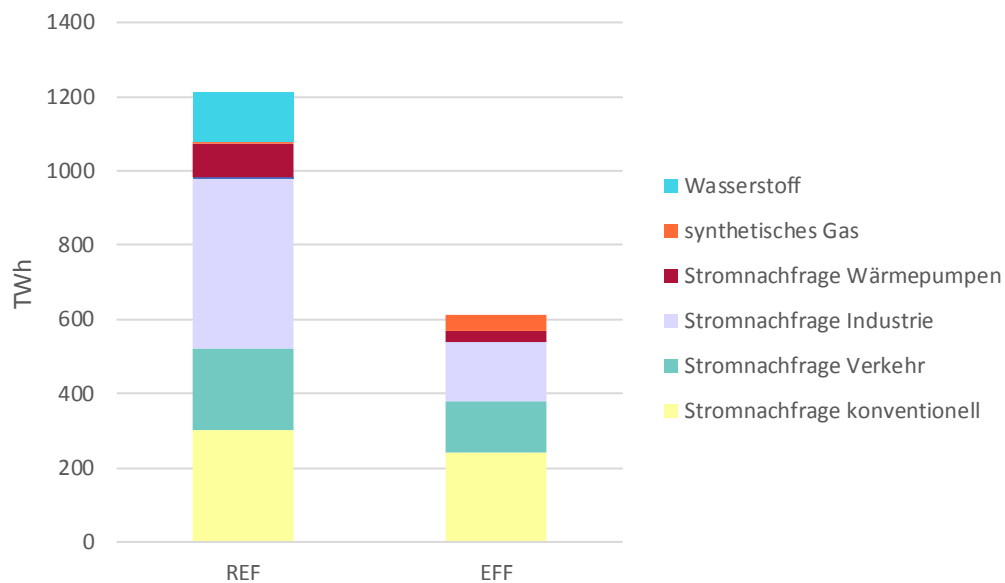


Abbildung 8: Modellnachfrageszenarien „Referenz“ (REF) sowie Energieeinsparung und Effizienz (EFF).<sup>13</sup>  
 Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Auer u. a. (2020) und BUND (2017).

## 4 Fragestellung I: Netzausbauoptionen und Raumstruktur der Erzeugung

### 4.1 Ansatz

Die im Kontext der Nachhaltigkeitsziele angestrebte Dekarbonisierung impliziert nicht nur eine Umstrukturierung der Energieversorgung im Sinne der verwendeten Technologien, sondern auch in ihrer räumlichen Struktur. Anders als bei konventionellen Erzeugern hängen Kos-

<sup>12</sup> Darüber hinaus gibt es exogene Mengen für den Flugsektor und andere, vor allem durch Biokraftstoffe, die hier nicht berücksichtigt wird.

<sup>13</sup> Zum Vergleich: Im Jahr 2018 betrug der Primärenergieverbrauch des deutschen Energiesystems 3636 TWh und der Endenergieverbrauch 2498 TWh (AG Energiebilanzen e.V. 2020).

ten und Potentiale von Wind- und Solaranlagen stark von ihren Standorten ab. Bei der Platzierung von erneuerbaren Anlagen und Flexibilitätsoptionen ist demzufolge eine Abschätzung nötig, welche Standortvorteile gegenüber den Netzausbaukosten vorliegen. Der zum heutigen Zeitpunkt verfolgte zentrale Ansatz wählt Standorte weniger nach dem Systemnutzen aus, was dazu führt, dass Anlagen dort platziert werden, wo die Erträge am höchsten sind. Dezentrale Ansätze verfolgen hingegen das Ziel, elektrische Energie dort zu erzeugen, wo die Nachfrage hoch ist, um den Mehrwert dieser Anlagen vor Ort nutzbar zu machen und die Energieerzeugung nicht ausschließlich großen Energiebetreibern zu überlassen. Dieser Ansatz führt nicht nur zu einer Verringerung der Netzausbaukosten, es kann gleichzeitig angenommen werden, dass eine größere Akzeptanz der Energiewende zu beobachten ist. Bürgerinnen und Bürger werden Teil der Energiewende und erneuerbare Anlagen sind gleichmäßiger über die gesamte Fläche verteilt.

Dass ein Zubaupfad von EE und Flexibilitätskapazitäten hin zu 100% EE im gesamten Energiesektor, der auf mehr Dezentralität, d.h. mehr räumliche Verbrauchsnähe setzt, im Vergleich zu einem Zubaupfad, bei der Verbrauchsnähe kein Kriterium ist, zu weniger Netzengpässen und in der Folge zu einem geringeren Netzausbaubedarf führt, ist aufgrund vorliegender Studien plausibel. Nicht abgeschätzt werden kann jedoch bisher, wie groß die diesbezüglichen Unterschiede zwischen einem konsequent verbrauchsnahen 100% EE-Szenario und einem 100% EE-Szenario sind, bei der Verbrauchsnähe irrelevant ist. Ebenso bleibt bisher unklar, welche Unterschiede beider Szenarien hinsichtlich der Systemkosten (Energieerzeugungskosten, Speicher- und Lastverschiebungskosten, Redispatch- und Curtailmentkosten sowie Netzkosten) ist. Diese Fragestellung I wird unter Nutzung der zwei Nachfrageszenarien (REF und EFF) im Folgenden adressiert.

Die Analyse der Beziehung zwischen Netzplanung, Raumstruktur der Erzeugung, Flexibilitätsoptionen und Dezentralität erfolgt in zwei Schritten: Zuerst werden zwei Netzplanungsszenarien gegenübergestellt, die beide das Bestandsnetz als Ausgangspunkt verwenden. Die Entscheidung über den Erzeugungsausbau sowie die Frage, in welchen Korridoren und in wel-

chem Umfang das Netz verstärkt werden sollte, wird einmal unter Vernachlässigung der Netzkosten betrachtet, wie es dem Status quo entspricht (Szenario „desintegriert“) und einmal unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten (Szenario „integriert“):

- Im ersten Fall werden die Erzeugungstechnologien sowie Speichertechnologien gesetzt; dies geschieht unter der Annahme, dass es keine Netzengpässe gibt (Deutschland ist eine Preiszone), was der heutigen Situation entspricht. Dadurch werden Anlagen so platziert, dass diese den höchstmöglichen Ertrag bringen, aber auch erhöhter, nicht eingepreister Netzausbaubedarf entsteht (im Folgenden wird diese Variante „desintegriert“ genannt). Dieses Verfahren repräsentiert grob den aktuellen Planungsprozess des Netzentwicklungsplans. Da die Netzausbaukosten als Netzentgeltumlage an die Endverbraucher und -verbraucherinnen weitergegeben werden, während die Erzeuger nicht an den Kosten beteiligt wird, entsteht hier eine Umverteilung zu Gunsten der Kraftwerksbetreiber. Dieser Ansatz fördert den zentralen Aufbau von Großerzeugungsanlagen.
- Die zweite Variante betrachtet die Investition in den Netzausbau und in die Erzeugungs- und Speicherkapazitäten gemeinsam (genannt „integriert“). Dadurch ergibt sich eine Abwägung zwischen dem höchsten Ertrag und den dafür notwendigen Netzausbaukosten. In einem derartigen Verfahren spielt auch die räumliche Komponente eine Rolle, da ein Standort nahe am Verbrauch zusätzlichen Netzausbau verringern kann. Dieses Verfahren stärkt dezentrale Ansätze umso stärker, je teurer der Infrastrukturausbau ist.

## 4.2 Ergebnisse

### 4.2.1 Überblick: Netzausbau stark reduzierbar

In allen Szenarien lässt sich ein komplett auf erneuerbaren Energien basiertes System stündlich berechnen. Durch die Berücksichtigung der Netzausbaukosten werden dezentrale, lastnahe Erzeugungsstrukturen gestärkt. Abbildung 9 vermittelt einen Überblick über die alternativen Planungsansätze: In beiden Varianten der Netzplanung dominiert eine Kombination aus

Wind an Land und Solar-PV (Freifläche und Aufdach-Anlagen) den Erzeugungsmix. Im desintegrierten Ansatz kommt dabei Wind auf See („Offshore“) als zentrale Großanlage hinzu; hierfür wird mehr Infrastruktur benötigt (vgl. Diskussion unten), stattdessen gibt es deutlich weniger PV-Ausbau.

Im Gegensatz dazu werden im Szenario „integriert“ mehr dezentrale Solaranlagen geplant und der erzeugte Strom stärker vor Ort verbraucht. Durch die gemeinsame Betrachtung von Netzausbau und Speicheroptionen werden im integrierten Ansatz auch weniger Batteriespeicher und Elektrolyseure benötigt, da diese effizienter platziert werden. Der stärkste Effekt kann beim Netzausbau beobachtet werden, der um über die Hälfte zurückgeht, wenn die Netzkosten bei der Platzierung von Erzeugungsanlagen und Speicheroptionen berücksichtigt werden.

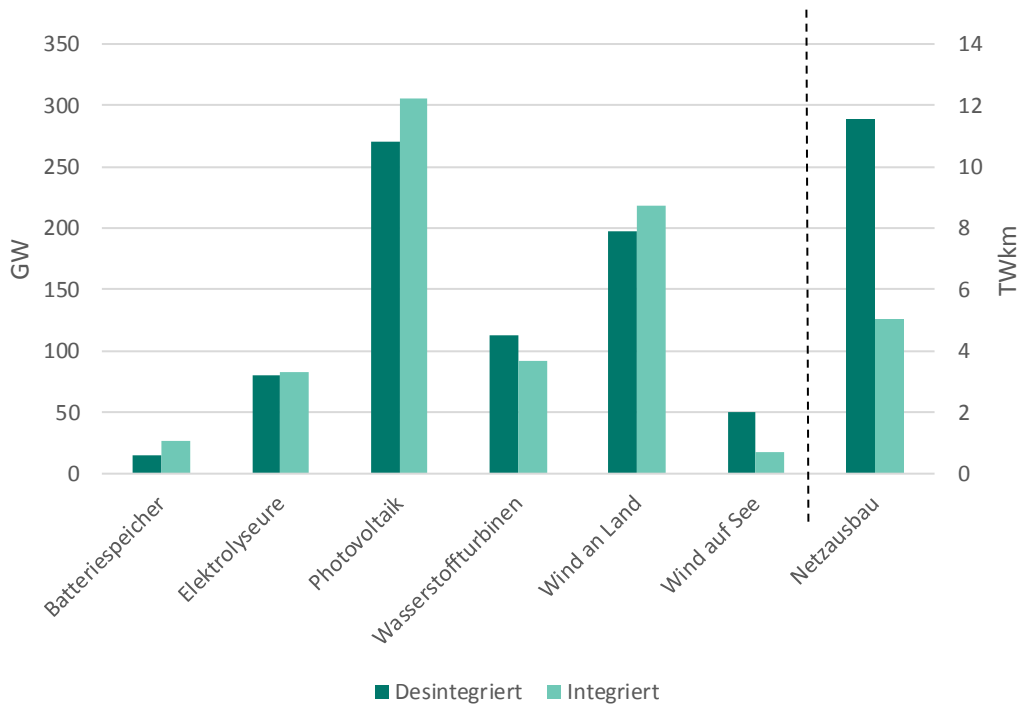


Abbildung 9: Investitionsentscheidung in Erzeugungstechnologien und Speicheroptionen als auch Netzausbau.

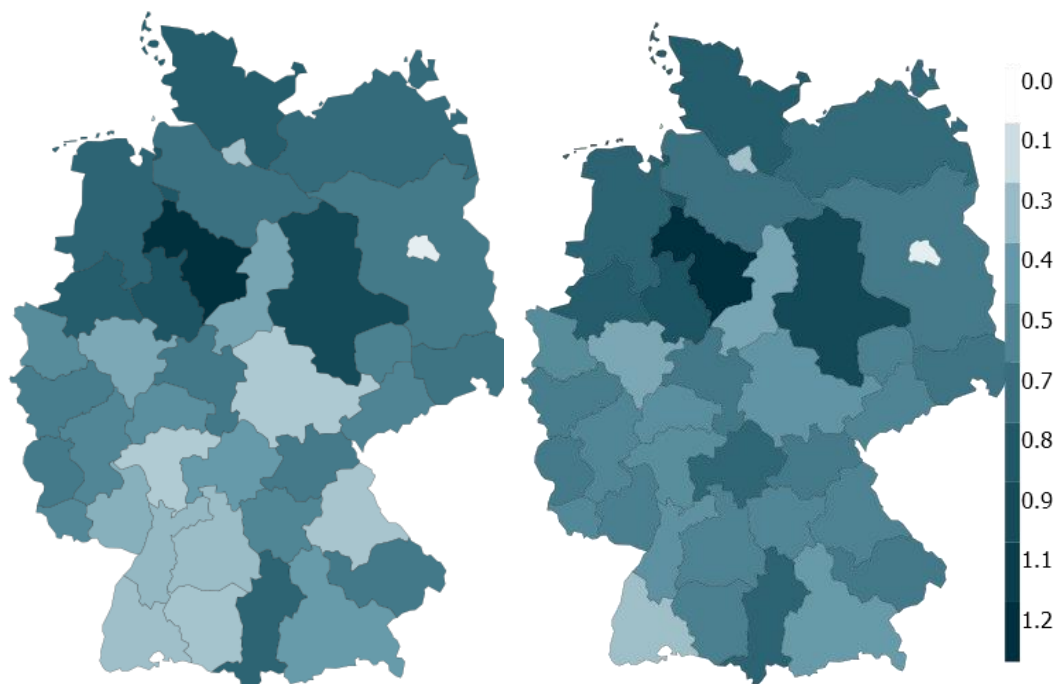
Quelle: Eigene Darstellung.<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Die Einheit „TWkm“ erlaubt relative Vergleiche, die tatsächlich notwendigen Netzverstärkungs- und Netzneubaumaßnahmen auf Leitungsebene sind in der Realität komplexer.



#### 4.2.2 Dezentraler, lastnaher Zubau wird gestärkt

Eine regionalisierte Betrachtung zeigt eine Verschiebung in Richtung lastnäheren Zubaus für Wind an Land und Photovoltaik. Die zusätzlichen 22 GW Wind an Land Kapazitäten werden im integrierten Szenario hauptsächlich lastnah im Süden zugebaut (Abbildung 10). Im nördlichen Teil von Deutschland werden in beiden Szenarien die vorhandenen Windpotentiale an Land komplett ausgenutzt, sodass sich keine wesentlichen Unterschiede ergeben.



**Abbildung 10: Zubau von Wind an Land in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“).<sup>15</sup>**

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Regionalisierung lässt sich noch stärker beobachten beim Zubau von PV-Anlagen, die vermehrt im Süden von Deutschland platziert werden (Abbildung 11). Durch die gleichgewichtete Abwägung zwischen zusätzlichen Investitionen in Netzausbau, PV-Anlagen oder Windanlagen, selbst wenn diese an Standorten mit niedrigeren Volllaststunden stehen, erfolgt ein erhöhter Zubau von PV-Anlagen und Windanlagen, der auch mit der höheren Nachfrage übereinstimmt (Abbildung 12). Der Wert der lastnahen Erzeugung wiegt somit höher als die Priorisierung des

<sup>15</sup> Da die NUTS2-Zonen anhand der Einwohnerzahl definiert sind und deshalb keine einheitliche Fläche aufweisen, kann es bei der Darstellung von absoluten Werten zu Verzerrungen kommen. Daher werden alle Ergebnisse in „pro Hektar“ angegeben, um die Ergebnisse der Zonen vergleichbar zu machen.

höchsten Erzeugungsertrags. Da in der Modellierung nicht nur der klassische Stromsektor abgebildet ist, sondern auch die angrenzenden Sektoren, die zukünftig mehr Strom nachfragen werden, steigt der Wert der lokalen Erzeugung zusätzlich, da die zusätzliche Nachfrage aus Elektromobilität und Raumwärme direkt vor Ort anfällt.

Auch die Erzeugung von Wasserstoff, der sowohl zur saisonalen Speicherung benötigt wird als auch in anderen Sektoren verwendet wird, erfolgt eher dezentral (Abbildung 13). Im desintegrierten Szenario, wo viel Wind auf See zugebaut wird, konzentriert sich die installierte Kapazität von Elektrolyseuren zwar im Norden, aber auch im Rest des Landes gibt es Elektrolyseure, um überschüssige Produktion aus den erneuerbaren Energien abzuschöpfen. Mit niedrigeren installierten Leistungen von Wind auf See im integrierten Szenario gibt es keine Konzentration von Elektrolyseuren an einem Ort mehr.

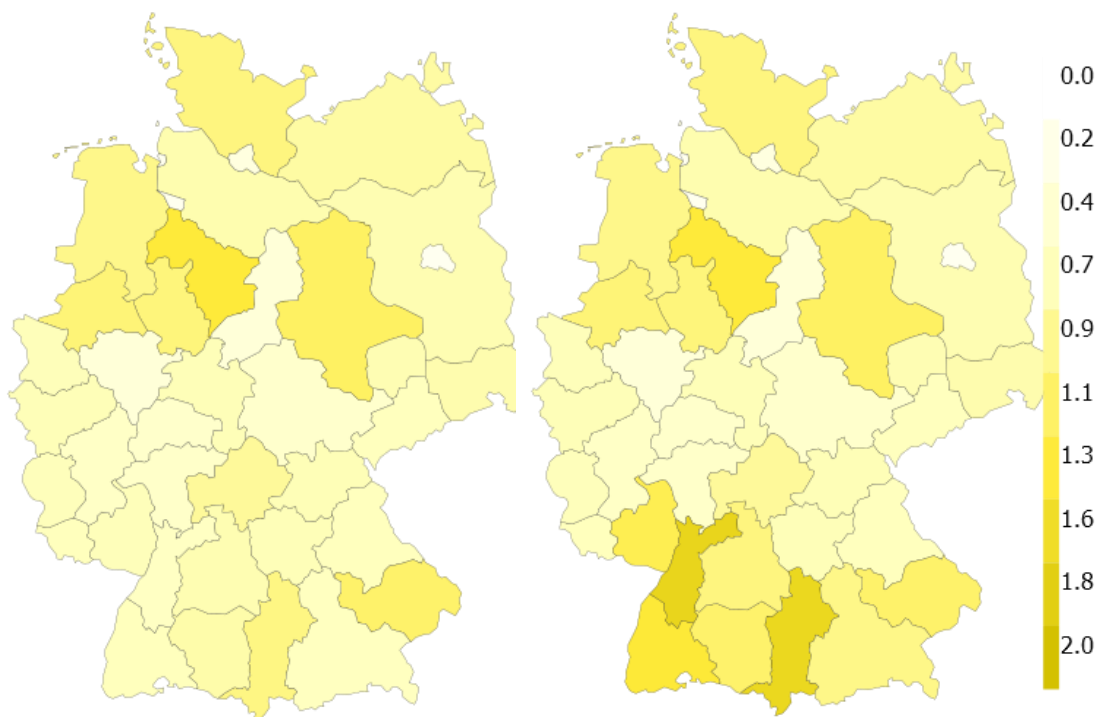


Abbildung 11: Zubau von PV-Anlagen in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“).

Quelle: Eigene Darstellung.

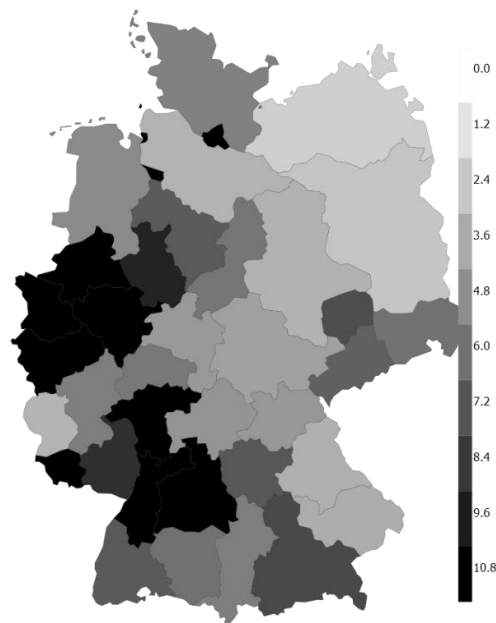


Abbildung 12: Stromnachfrage in GWh/ha.

Quelle: Eigene Darstellung.

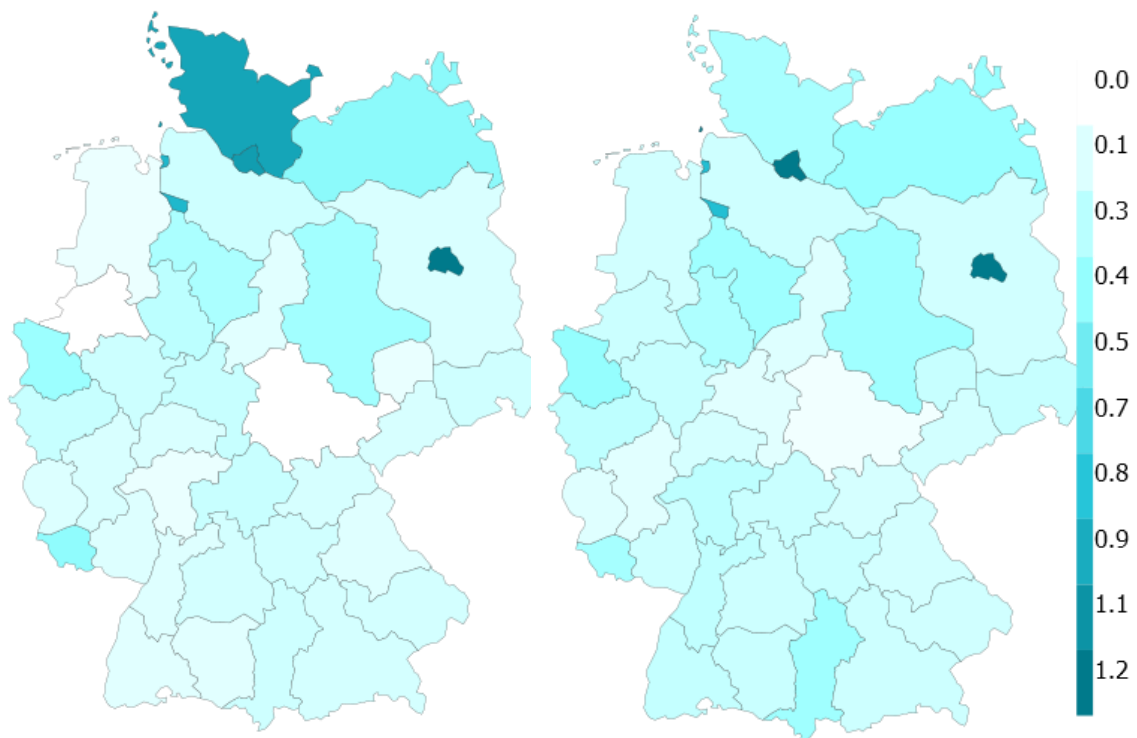


Abbildung 13: Zubau von Elektrolyseuren in MW/ha (links „desintegriert“, rechts „integriert“).

Quelle: Eigene Darstellung.

### 4.2.3 Netzausbaubedarf geht zurück

Die Modellergebnisse bestätigen die Vermutung, dass die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten zu lastnäherer Erzeugung und wesentlich geringerem Netzinfrastukturausbaubedarf führt. Der integrierte Ansatz führt zu einer stärkeren Gleichverteilung von regionaler Erzeugung und Verbrauch, sodass kein großflächiger Netzausbaubedarf entsteht. Dadurch wird der strukturell hohe Netzausbaubedarf durch die (wenigen) Engpässe bei konzentrierter Erzeugung stark reduziert.

Im Status quo entsteht der Netzausbaubedarf vor allem zur Behebung relativ kurzfristiger lokaler Engpässe. Insbesondere sorgen die höheren Kapazitäten von Wind auf See im Norden in Kombination mit niedrigeren Kapazitäten an PV und Wind an Land im Süden für einen hohen Transportbedarf. Dieser resultiert dann in einem hohen Netzausbau im Korridor von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern über Sachsen-Anhalt bis zum Rhein-Main-Gebiet. Die integrierte Optimierung unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten spart Kosten und führt zu einer ausgeglicheneren Austauschbilanz (Abbildung 14). Das Nord-Süd-Gefälle ist im desintegrierten Szenario stark ausgeprägt, während im integrierten Szenario fast alle Regionen bilanziell nahe an der Selbstversorgung sind.

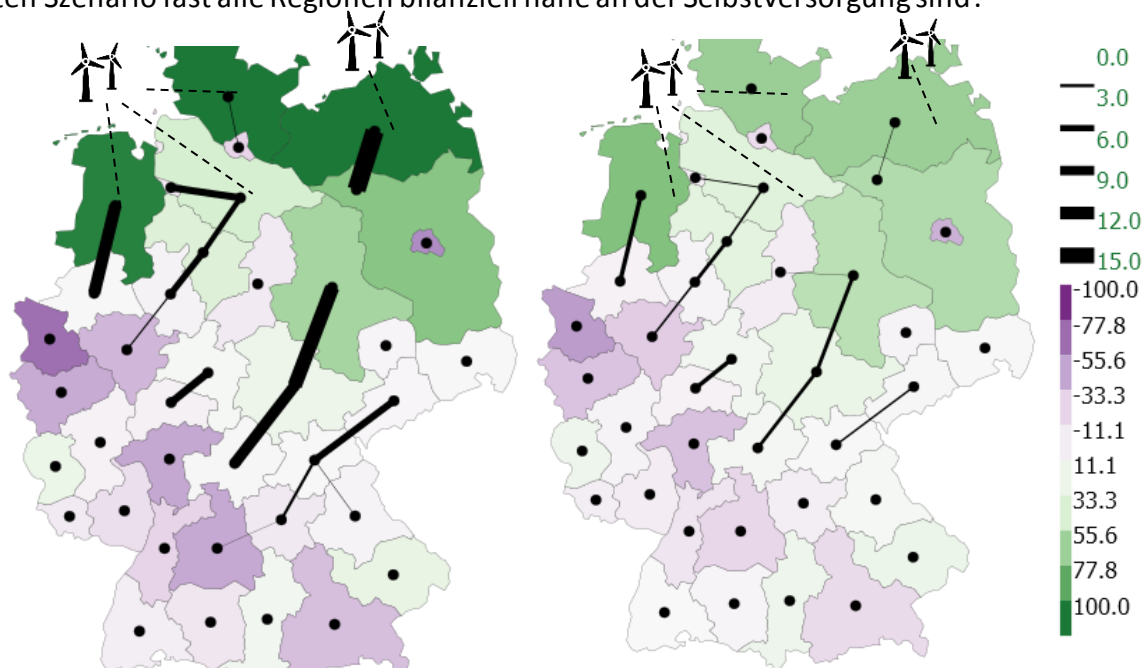


Abbildung 14: Stromnetzausbau in GW und Austausch pro Jahr in TWh (links „desintegriert“, rechts „integriert“).

Quelle: Eigene Darstellung.

#### 4.2.4 **Versorgungssicherheit und Bedeutung des Verbundsystems**

Beispielhaft ist in Abbildung 15 die Stromerzeugung und der Stromverbrauch für den Zeitpunkt niedrigster Einspeisung von Wind und PV im Winter aus dem Szenario integriert dargestellt. Der Großteil der Stromerzeugung kommt aus den Windrädern an Land und wird durch Einspeisemengen von PV-Anlagen mittags ergänzt. Wenn die Winderzeugung niedrig ist, wird die Nachfrage, wenn möglich, verschoben und auf der Erzeugungsseite durch Batteriespeicher, Wasserstoffturbinen sowie Importen aus den Nachbarländern unterstützt. Während die Einspeisung der Windenergie hoch ist, werden alle möglichen zu bedienenden Nachfragen gedeckt (z.B. Elektromobilität oder Industrie) und Batterien geladen, um so einen Puffer zu schaffen. In diesen Stunden wird auch ein Teil des produzierten Stroms in die Nachbarländer exportiert.

Im Sommer ändert sich das Schema hin zu einer von PV-Anlagen dominierten Erzeugung (Abbildung 16). Ähnlich wie im Winter wird durch eine flexible Verschiebung von Stromnachfrage aus der Elektromobilität und der Industrie das tägliche Profil des Einspeiseverhaltens von PV ausgenutzt, um eine effiziente Verwendung des überschüssigen Stroms zu gewährleisten. Auch der Austausch mit den Nachbarländern ist geprägt durch eine Abwechslung von moderaten Im- und Exporten. Anteile des von PV-Anlagen zur Spitzenzeit am Mittag produzierten Stroms werden durch Elektrolyseure verwendet.

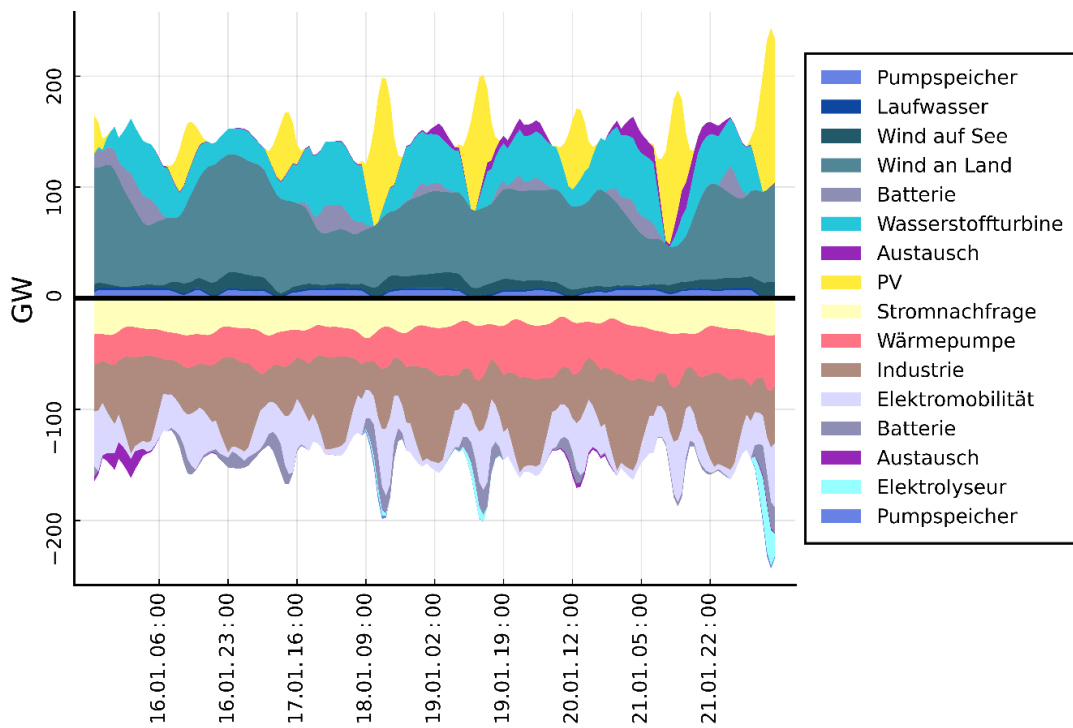


Abbildung 15: Stündliches Angebot und Nachfrage in Deutschland zum Zeitpunkt der niedrigsten Einspeisung von Erneuerbaren.

Quelle: Eigene Darstellung.

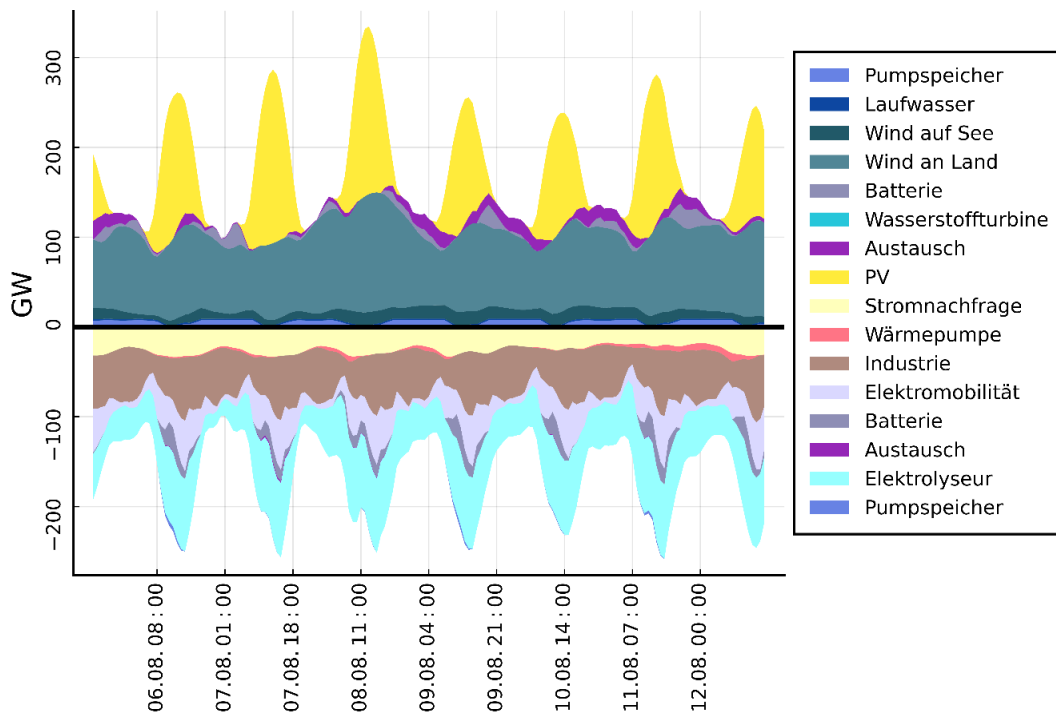


Abbildung 16: Stündliches Angebot und Nachfrage in Deutschland im Sommer bei niedriger Windeinspeisung.

Quelle: Eigene Darstellung.

#### 4.2.5 Sensitivität: Effizienzscenario (EFF) erfordert weniger Ressourcen und Netzausbau

Der Ressourcenverbrauch durch Stromerzeugung, Flächen, Materialien, etc. sowie der Netzausbau lässt sich durch gezielte Energieeinsparung und Effizienz weiter verringern. Abbildung 17 vergleicht die Ergebnisse für den integrierten Ansatz zwischen dem Referenzscenario (REF) und dem EFF-Szenario.

Der Netzausbau verringert sich weiter um ca. ein Drittel, während sich die installierte Kapazität der PV-Anlagen von 305 GW auf 128 GW verringert. Damit einher geht auch ein starker Rückgang der benötigten Menge an Batteriespeichern. Auch die benötigte Kapazität von Elektrolyseuren und Wasserstoffturbinen verringert sich stark. Dies deutet darauf hin, dass die Investition in Elektrolyseure hauptsächlich durch die exogene Nachfrage nach Wasserstoff getrieben wurde. Die installierten Kapazitäten von Elektrolyseuren in Höhe von 28 GW in Verbindung mit 29 GW Wasserstoffturbinen werden im EFF Szenario primär für die saisonale Speicherung benutzt, während dies im Szenario REF nur eine untergeordnete Rolle gespielt hat. Auch die Investitionen in Wind an Land sinken von 217 GW auf 124 GW substantziell. Außerdem gibt es kaum noch Investitionen in Wind auf See (ca. 8 GW).

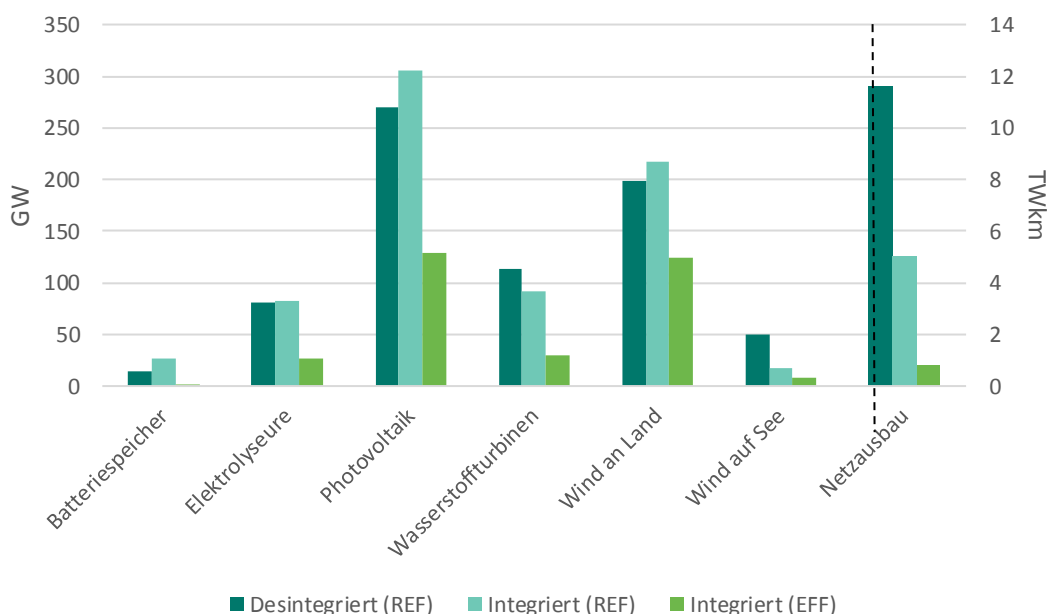


Abbildung 17: Stromerzeugung und Netzausbau im Szenarienvergleich.

Quelle: Eigene Darstellung.

## **5 Fragestellung II: Kostenvergleich und Sensitivitäten dezentraler, lastnaher Lösungen**

### **5.1 Ansatz**

Obwohl zu Beginn der Elektrifizierung dezentrale Ansätze und kommunales Eigentum überwog, entwickelte sich das heutige Energiesystem im 20. Jahrhundert stark zentralistisch. Erzeugungsstandorte wurden vor allem ressourcennah (z.B. Kohle, Wasserkraft) oder politisch (z.B. Kernkraftwerke) festgelegt und durch weiträumige Übertragungsnetze miteinander verbunden. Dieser im Folgenden als „zentral“ benannte Ansatz führt zwar zu Kostendegression bei der Stromerzeugung, aber auch zu erheblichem Netzausbau. In Deutschland und anderswo führte dieses System auch dazu, dass ausgerechnet die Energieträger mit den höchsten Umweltkosten, d.h. die schmutzigsten (Kohle, später auch fossiles Erdgas) bzw. gefährlichsten (Kernkraft) Technologien gewählt und großräumig infrastrukturell angebunden wurden. Umfassende Kostenvergleiche, welche auch die Umweltkosten berücksichtigen, liegen nicht vor. Daher ist die allgemein verbreitete Vorstellung, zentrale Ansätze führten zu niedrigeren gesamtwirtschaftlichen Kosten, in dieser Allgemeinheit nicht haltbar.

Im Folgenden werden ausgewählte Kostenkategorien sowie Sensitivitäten des Energiesystems bezüglich eines dezentralen Ansatzes mit räumlicher Verbrauchsnähe analysiert. Dabei erfolgt im Szenario „dezentral“ der Austausch zwischen Regionen über das bereits bestehende Übertragungsnetz. Dieses Szenario repräsentiert eine Welt, in der die Energieerzeugung eher regional stattfindet und lokale Potentiale und Flexibilität genutzt werden. Dementsprechend wird das Energiesystem eher bürgernah betrieben und Spezifika vor Ort stärker berücksichtigt. Wir ermitteln den Ausbaubedarf an Erzeugungskapazitäten, Speichern, etc., und vergleichen dies mit einem schrittweisen Ausbau von Netzinfrastuktur, sowie – im Extremfall – einem zentralen Szenario, in dem 50 GW Wind auf See gebaut werden und der Netzausbau nicht beschränkt ist.

Des Weiteren erfolgt eine gesonderte Betrachtung der graduellen Effekte von (exogen vorgegebenem) Netzausbau. Das Modell kann dann nur in einem beschränkten Umfang Netze ausbauen und muss abwägen, welche Verbindungen besonders wichtig sind. Diese limitierte Menge wird schrittweise erhöht, so dass eine Priorisierung bestimmter Korridore abgeleitet



werden kann. Darüber hinaus ergibt sich eine Vorstellung davon, inwieweit weiterer Netzausbau durch andere Maßnahmen kompensiert werden kann.

Eine weitere Sensitivitätsanalyse wird für Wind auf See durchgeführt, welcher ein zentrales Element im Vergleich mit Photovoltaik und Wind an Land in Verbindung mit Speichern darstellt. Durch die Geografie Deutschlands entsteht durch den Zubau von Wind auf See ein Nord-Süd-Gefälle, da die Energienachfrage eher südlich liegt. Um herauszufinden, wie sensitiv der Rest des Systems auf Wind auf See reagiert, werden Szenarien gerechnet, in denen der Zubau im Bereich von 10 GW bis 50 GW vorgegeben wird.<sup>16</sup>

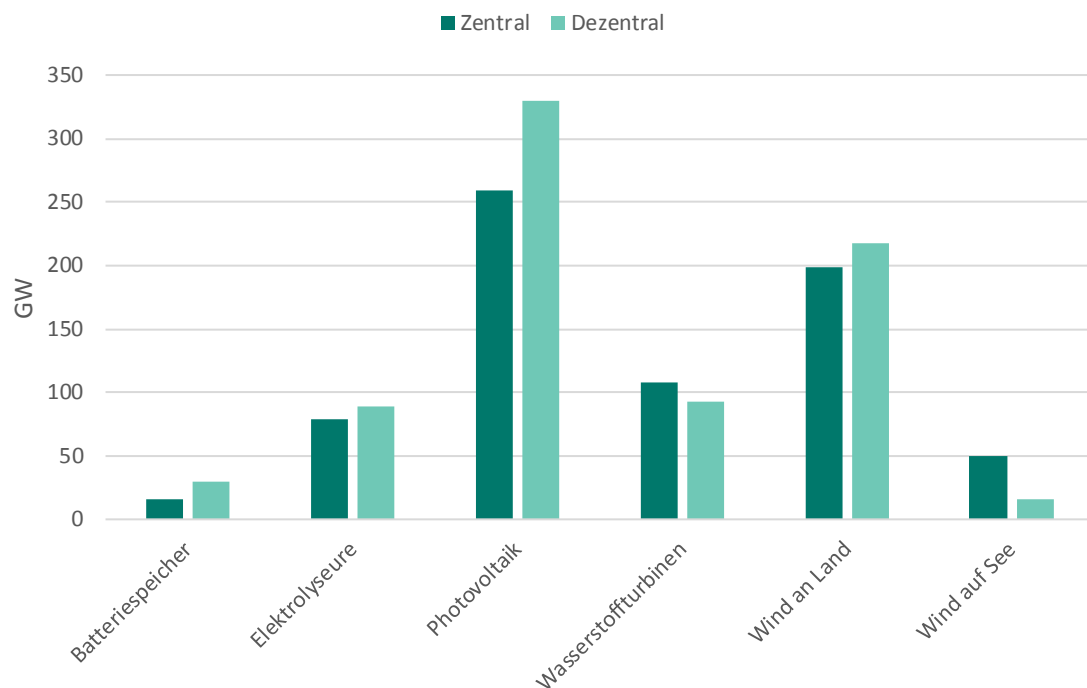
## 5.2 Ergebnisse

### 5.2.1 Dezentrales Szenario stärkt lastnahen Zubau ...

Analog zu Fragestellung I besteht auch beim dezentralen Ansatz der größte Effekt durch die unterschiedliche Platzierung von PV-Anlagen. Das dezentrale Szenario ist geprägt durch höhere Investition in PV-Anlagen und Batteriespeicher (Abbildung 18). Die Beschränkung des Netzausbaus führt zu stärkerer regionaler Erzeugung und Speicherung. Die Investitionen in Wind an Land steigen leicht an. Bei den Elektrolyseuren lässt sich ein leichter Anstieg beobachten, der durch die dezentralere Erzeugung verursacht wird, da an Stelle von Wind auf See der überschüssige Strom aus Wind an Land und PV-Anlagen kommt und somit geringere Volllaststunden hat. Im Gegensatz dazu wird im zentralen Szenario, in dem Wind auf See mit 50 GW exogen vorgegeben wurde, hauptsächlich weniger PV zugebaut. Dies korreliert mit einem Rückgang der Investitionen in Batteriespeicher, was gleichzeitig die installierte Leistung von Wasserstoffturbinen leicht erhöht, da weniger Leistung zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung steht.

---

<sup>16</sup> Die beiden Werte wurden in Anlehnung an den „zellularen Ansatz“ in (VDE 2015) gewählt.



**Abbildung 18: Investitionsentscheidung in Erzeugungstechnologien bei zentralen bzw. dezentralen Szenario.**  
Quelle: Eigene Darstellung.

Ähnlich wie beim Vergleich der Infrastrukturinstrumente sind die größten Unterschiede in der Platzierung von PV-Anlagen zu beobachten (Abbildung 19). Während im zentralen Szenario ein gleichmäßiger Zubau in Deutschland erfolgt, werden im dezentralen Szenario vermehrt Anlagen im Süden zugebaut. Der Zubau von PV Anlagen lohnt sich also in Gebieten, in denen die ertragreichsten Standorte bereits ausgeschöpft sind. Beim Ausbau von Wind an Land lässt sich auch ein deutlicher Unterschied zwischen beiden Szenarien beobachten. Während sich im zentralen Szenario der Zubau eher nördlich konzentriert, werden im dezentralen Szenario auch südlich verstärkt Anlagen gebaut (Abbildung 20).

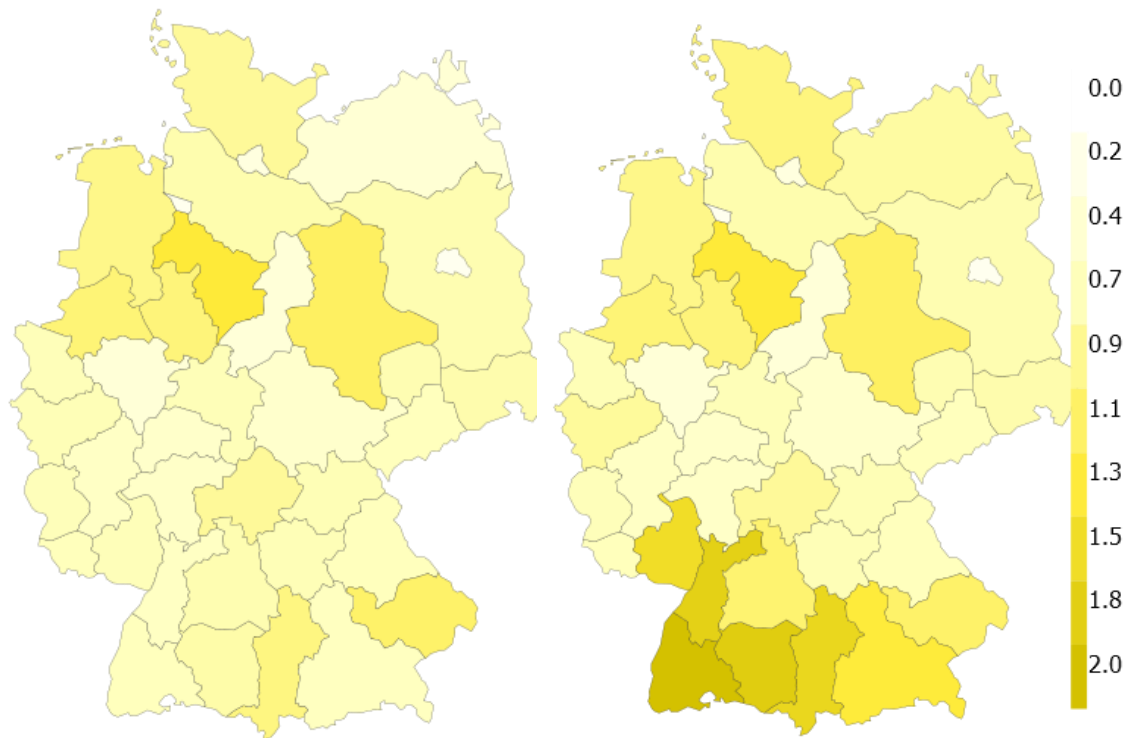


Abbildung 19: Zubau von PV-an Land in MW/ha (links „zentral“, rechts „dezentral“).

Quelle: Eigene Darstellung.

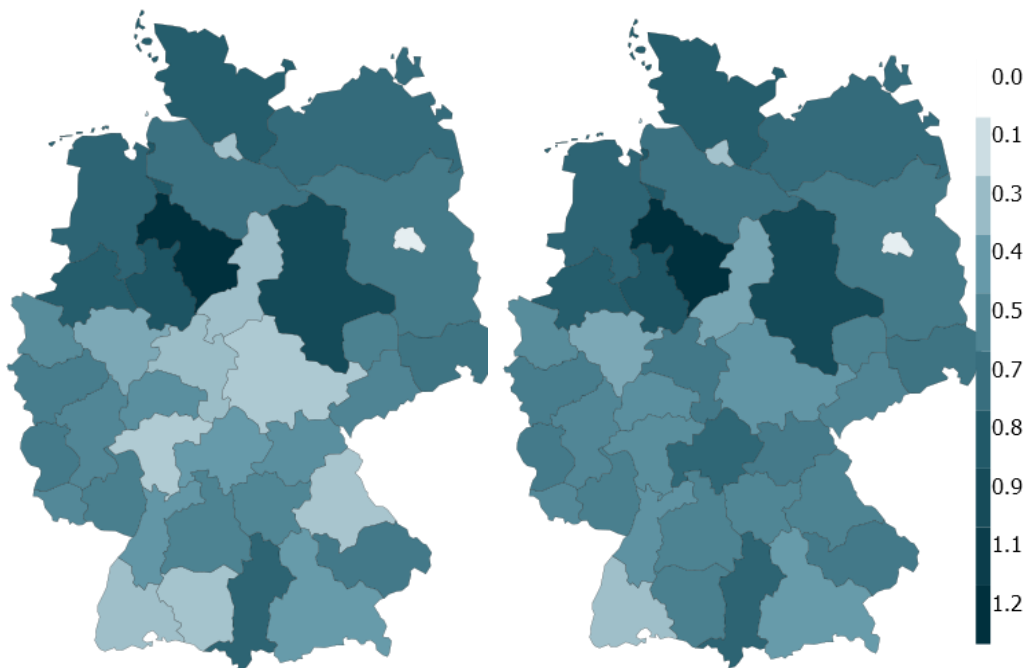
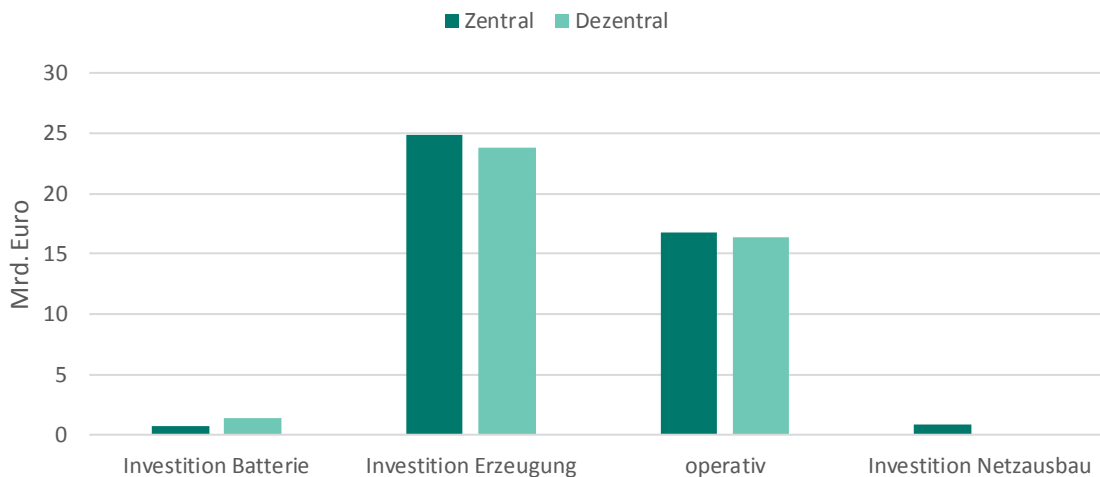


Abbildung 20: Zubau von Wind-Anlagen in MW/ha (links „zentral“, rechts „dezentral“).

Quelle: Eigene Darstellung.

### 5.2.2 ...mit geringen Kostenunterschieden

Die starke Dezentralität stellt sich nicht als wesentlich teurer dar als andere Szenarien. Der dezentrale Ansatz ist kostenmäßig mit den zentralen Ansätzen fast identisch. Die Kostenunterschied zwischen den beiden Szenarien ist minimal (unter 0,5%) und somit innerhalb der Modelunschärfe (Abbildung 21).<sup>17</sup> Den höheren Kosten für die Batterieinvestitionen im „dezentralen“ Szenario stehen im „zentralen“ Szenario höhere Kosten für den Netzausbau entgegen. Selbst im Vergleich zum zentralen Szenario mit 50 GW Wind auf See und viel Infrastruktur ergeben sich kaum Unterschiede in den Gesamtkosten.



**Abbildung 21: Vergleich der annuisierten Kosten zwischen „dezentral“ und „zentral“**

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.2.3 Netzausbausensitivitäten gering

Erlaubt man dem Modell einen schrittweisen Ausbau an Infrastruktur, so sind die Auswirkungen gering. Abbildung 22 zeigt die Ergebnisse einer solchen Sensitivitätsanalyse. Die Investitionsentscheidungen unter unterschiedlichen Mengen an Netzausbau unterscheiden sich nur geringfügig für die einzelnen Technologien. So zeigt sich, dass durch zusätzlichen Netzausbau hauptsächlich weniger PV-Anlagen zugebaut werden. Die benötigten Elektrolyseure und Batteriespeicher reduzieren sich leicht durch mehr Netzausbau, wenn auch nicht im selben Maße

<sup>17</sup> Kosten auf Ebene der Verteilnetze sind nicht enthalten.

wie PV. In der untersuchten Spanne gab es kaum Zubau von Wind auf See, was darauf zurückzuführen ist, dass dafür deutlich höhere Mengen Netzausbau notwendig wären.

Eine regionale Betrachtung bestätigt die netzentlastenden Effekte im dezentralen Szenario. Durch die Berücksichtigung von Netzausbaukosten gehen die systemweiten Ausbaukosten zurück und es bilden sich keine großen Korridore heraus (Abbildung 23). Vielmehr werden bestehende Engpässe punktuell behoben, sodass die benötigte Reserveleistung in Form von Wasserstoffturbinen reduziert werden kann.

Auch lohnt es sich unter dieser Voraussetzung nicht, in große Mengen Wind auf See zu investieren, da diese Erzeugungsmengen nur mithilfe von massiven Netzverstärkungsmaßnahmen transportiert werden könnten. Als Resultat gibt es nur ein sehr leichtes Nord-Süd-Gefälle und die meisten Regionen haben eine relativ ausgeglichene Austauschbilanz.

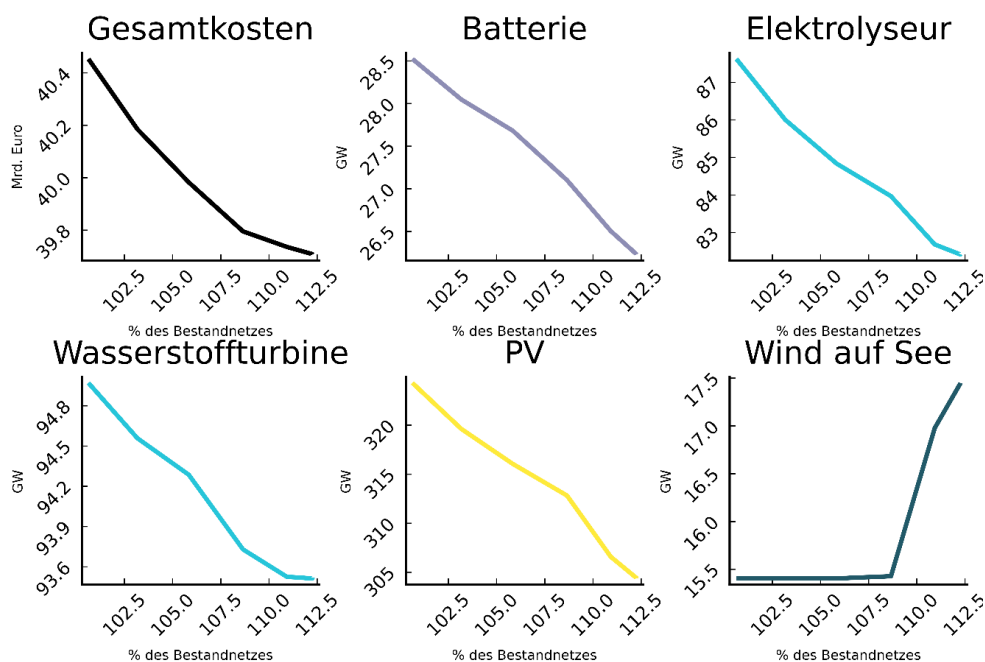


Abbildung 22: Änderungen der Investitionsentscheidungen für ausgewählte Technologien in Abhängigkeit des Netzausbaus (100% entspricht heutigem Netz).<sup>18</sup>

Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>18</sup> Um eine bessere Relation zum bestehenden Bestandsnetz herzustellen, wurde der Netzausbau ins Verhältnis zu diesem gestellt. Das „100% des Bestandsnetzes“ bedeutet also, dass es keinen zusätzlichen Ausbau gibt, während „110% des Bestandsnetzes“ bedeutet, dass die Übertragungsfähigkeit in etwa um 10% im Vergleich zu dem heutigen Netz gesteigert wird. Da, wie bereits erwähnt, elektrotechnische Eigenschaften nur sehr vereinfacht abgebildet sind, eignet sich dieser Wert hauptsächlich als Vergleichswert zwischen den Szenarien.

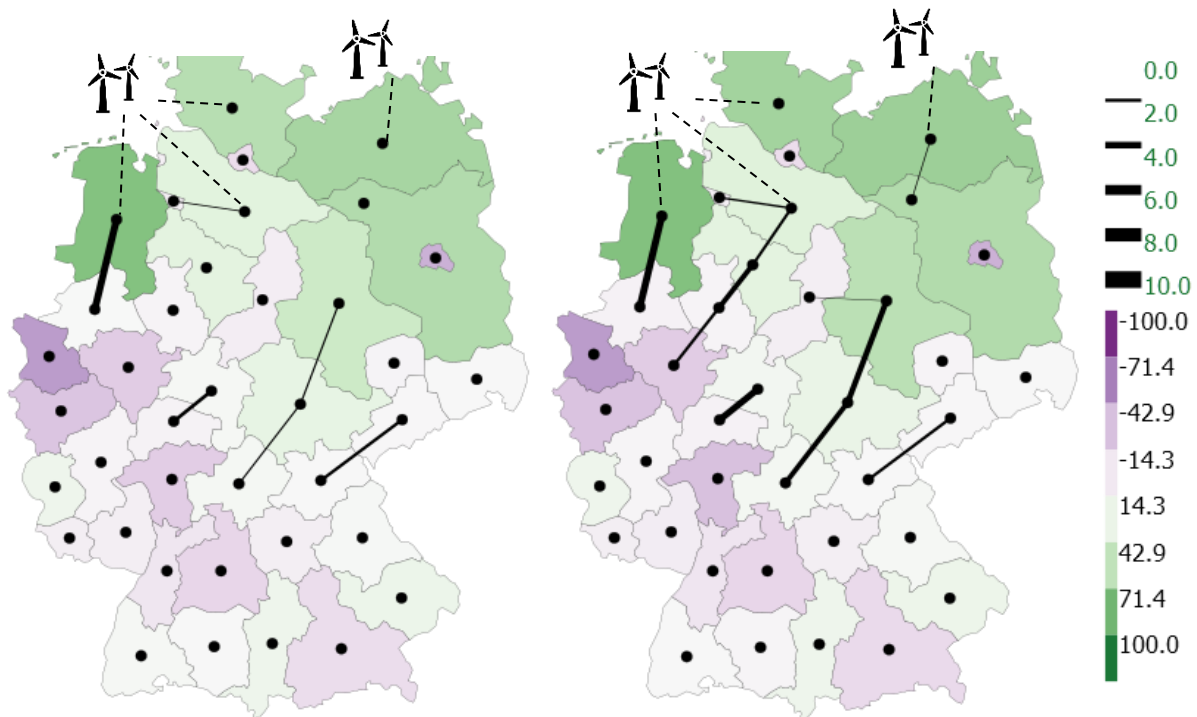


Abbildung 23: Netzausbau in GW und Austauschbilanz in TWh der einzelnen Region für die Szenarien 106% (links) und 112% (rechts).

Quelle: Eigene Darstellung.

#### 5.2.4 Sensitivitäten für Wind auf See

Zusätzliche Mengen von Wind auf See erhöhen den Netzausbau und schwächen die dezentralen Ansätze. Die Modellergebnisse belegen die Systemunfreundlichkeit großer Kapazitäten von Wind auf See (Abbildung 24 und Abbildung 25). Diese erfordern nicht nur erheblichen Netzausbau, sondern durch die nördliche Lage von Wind auf See muss bis zu 15% mehr Netz ausgebaut werden, um die erzeugte Energie zu verteilen. Darüber hinaus schränkt starker Ausbau von Wind auf See die Nutzung dezentraler Erneuerbarer ein, insb. Photovoltaik. Der Rückgang an Speicherleistung aus den Batterien wird durch höhere Investitionen in Wasserstoffturbinen kompensiert. Durch die höheren Volllaststunden von Wind auf See und der damit einhergehenden weniger volatilen Erzeugung im Vergleich zu den PV-Anlagen werden etwas weniger Elektrolyseure benötigt, um ausreichend Wasserstoff zu produzieren.

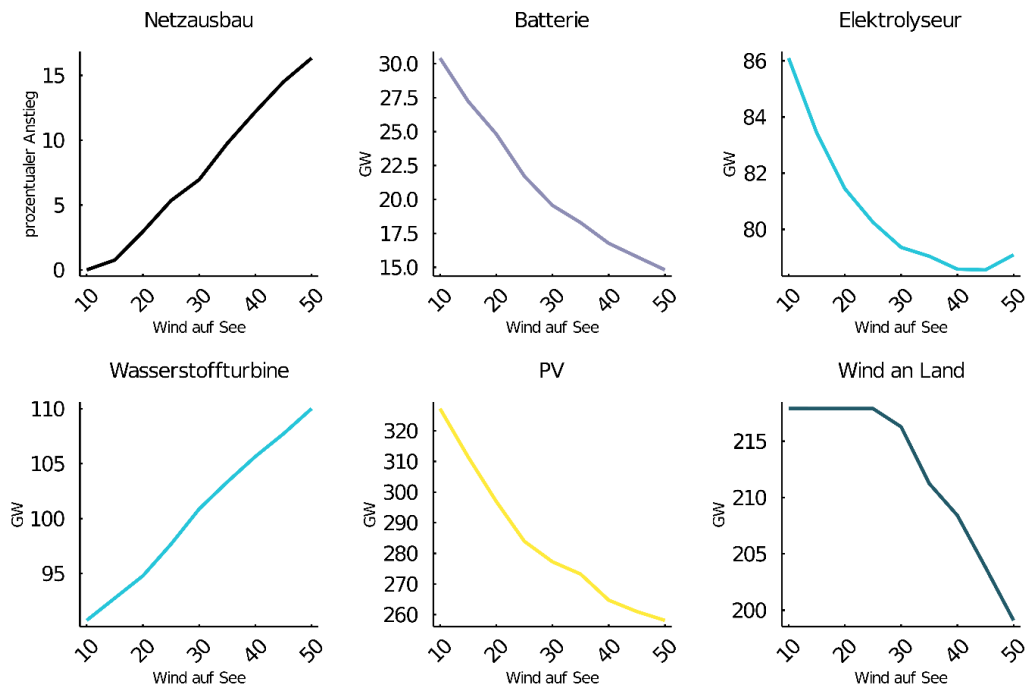


Abbildung 24: Kapazitätsentwicklungen abhängig von der installierten Kapazität von Wind auf See zwischen 10 GW und 50 GW.

Quelle: Eigene Darstellung.

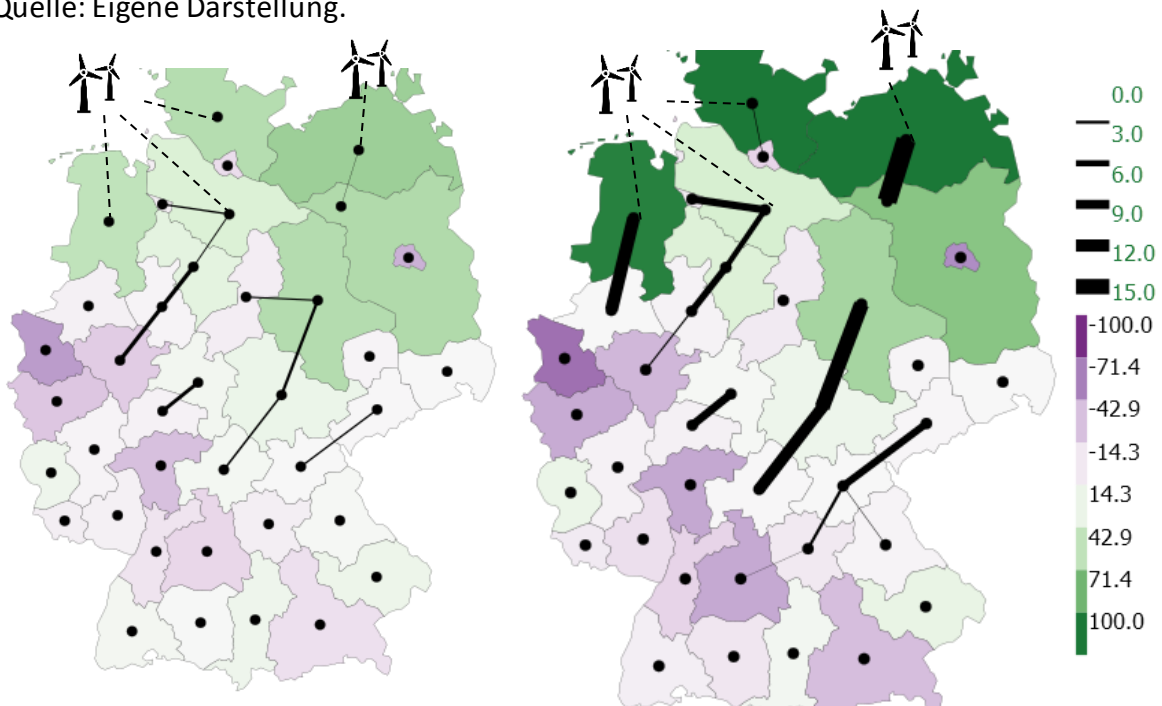


Abbildung 25: Netzausbau in GW und Austauschbilanz in TWh der einzelnen Region für die Szenarien 10 GW Wind auf See (links) und 50 GW Wind auf See (rechts).

Quelle: Eigene Darstellung.

## 6 Fazit

Die Studie diskutiert erstmalig ein vollständig Erneuerbaren basiertes Energiesystem in der ganzen Europäischen Union, in Deutschland sowie auf Ebene aller 38 NUTS-2-Regionen. Die Berücksichtigung von Netzausbaukosten führt zu einem erheblichen Rückgang des Netzausbaubedarfs und stärkt die dezentrale Energiewende. Das Gesamtsystem wird günstiger und es kommt zu dezentraleren und lastnäheren Erzeugungsstrukturen. In diesem Fall sind fast alle Regionen bilanziell nahe an der Selbstversorgung. Eine stundengenaue Auflösung der Ergebnisse zeigt, dass die Versorgungssicherheit selbst in kalten Winterwochen in allen Regionen gewährleistet ist. Netzausbau stellt eine von mehreren Flexibilitätsoptionen dar, aber im Status quo führt die Vernachlässigung der Netzkosten zu einer übermäßigen Stärkung zentraler Stromversorgung, vor allem bei Wind auf See.

Dezentrale Ansätze mit räumlicher Verbrauchsnähe weisen keine wesentlichen Kostenunterschiede zu zentralen Ansätzen auf. Den leicht höheren Investitionen in Erzeugung und Batteriespeichern im dezentralen Szenario stehen geringere Netzausbaukosten gegenüber. Berücksichtigt man nicht-pekuniäre Kosten wie Flächenverbrauch und externe Kosten des Netzausbaus, so verschimmen die Kostenunterschiede zwischen zentralen und dezentralen Ansätzen weiter.

Energiesparen und Effizienz sind zentrale Stellschrauben auf dem Weg zu reduzierten Erzeugungsstrukturen und Ressourcenverbräuchen. Die Analyse zeigt erhebliche Einsparungen von Netzinfrastruktur und Erzeugungsanlagen für das Szenario „Energiesparen-Effizienz“ mit reduzierter Energienachfrage. Neben der 100%-ig erneuerbaren Versorgung müssen daher Ansätze zum suffizienten Verbrauchsverhalten gestärkt werden.

Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland im europäischen Kontext ist auch unter stärkerer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe der Erzeugung möglich, ohne dabei von Importen von Wasserstoff oder anderen synthetischen Energieträgern abhängig zu sein. Daher ist es notwendig, die Energiewende konsequent voranzubringen, bzw. den Schwerpunkt wieder an der ursprünglichen Zielsetzung auszurichten: Zum einen muss der Übergang vom fossilen System zu 100% Erneuerbaren beschleunigt werden. Zum anderen muss eine Stärkung der Bürgerbeteiligung erfolgen, sowohl für die Nutzung



technischer Potenziale von Erneuerbaren als auch zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz.

## 7 Referenzen

- 50Hertz Transmission GmbH. 2020. „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021“. [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen\\_2035\\_Entwurf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile).
- Abrell, Jan, und Sebastian Rausch. 2016. „Cross-country Electricity Trade, Renewable Energy and European Transmission Infrastructure Policy“. *Journal of Environmental Economics and Management* 79 (September): 87–113. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.04.001>.
- AG Energiebilanzen e.V. 2020. „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“. <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>.
- Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark, und Max-Planck-Institut für Biogeochemie. 2020. „Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.“ [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Offshore\\_Potentials/176\\_A-EW\\_A-VW\\_Offshore-Potentials\\_Publication\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf).
- Ahmels, Peter, Jana Bosse, Hanna Brauers, Isabell Braunger, Andy Gheorghiu, Eric Häublein, Franziska Holz, Claudia Kemfert, und Fabian Präger. 2021. „Am Klimaschutz vorbeigeplant – Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland“. 166. Politikberatung kompakt. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.815872.de/diwkompakt\\_2021-166.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.815872.de/diwkompakt_2021-166.pdf).
- Auer, Hans, Pedro Crespo del Granado, Daniel Huppmann, Pao-Yu Oei, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, Thorsten Burandt, u. a. 2020. „Quantitative Scenarios for Low Carbon Futures of the Pan-European Energy System“. Deliverable 3.1. <https://openentrance.eu/wp-content/uploads/openENTRANCE-D3.1.pdf>.
- Bartholdsen, Hans-Karl, Anna Eidens, Konstantin Löffler, Frederik Seehaus, Felix Wejda, Thorsten Burandt, Pao-Yu Oei, Claudia Kemfert, und Christian von Hirschhausen. 2019. „Pathways for Germany’s Low-Carbon Energy Transformation Towards 2050“. *Energies* 12 (15): 2988. <https://doi.org/10.3390/en12152988>.
- Baumann, Wolfgang, und Lorenz Jarass. 2020. *Überdimensionierter Netzausbau behinder die Energiewende – Erforderliche Änderungen beim Netzentwicklungsplan Strom*. Norderstedt: Books on Demand (BoD).
- BNetzA. 2020. „Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035“, Juni. [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile).
- Bódis, Katalin, Ioannis Kougias, Arnulf Jäger-Waldau, Nigel Taylor, und Sándor Szabó. 2019. „A High-Resolution Geospatial Assessment of the Rooftop Solar Photovoltaic Potential in

- the European Union“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 114 (Oktober): 109309. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>.
- Brancucci Martínez-Anido, Carlo. 2013. „Electricity Without Borders – The Need for Cross-Border Transmission Investment in Europe“. Proefschrift / Dissertation, The Netherlands: Technische Universiteit Delft. [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/thesis\\_brancucci\\_electricity\\_without\\_borders.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/thesis_brancucci_electricity_without_borders.pdf).
- Breyer, Christian, Michael Schmela, Manish Ram, Dimitri Bogdanov, Arman Aghahosseini, Theophilus Mensah, Raffaele Rossi, Aurélie Beauvais, Lukas Clark-Memler, und Kristina Thoring. 2020. „100% Renewable Europe - How to Make Europe’s Energy System Climate-Neutral before 2050“. [https://www.researchgate.net/publication/340662374\\_100\\_Renewable\\_Europe\\_How\\_To\\_Make\\_Europe%27s\\_Energy\\_System\\_Climate-Neutral\\_Before\\_2050](https://www.researchgate.net/publication/340662374_100_Renewable_Europe_How_To_Make_Europe%27s_Energy_System_Climate-Neutral_Before_2050).
- Breyer, Christian, und Marta Victoria. 2021. „Solar Photovoltaics Can Make the World Fossil-Free Faster and Cheaper than Expected“. *LUT University* (blog). 29. März 2021. [https://www.lut.fi/web/en/news/-/asset\\_publisher/lGh4SAywhcPu/content/solar-photovoltaics-can-make-the-world-fossil-free-faster-and-cheaper-than-expected](https://www.lut.fi/web/en/news/-/asset_publisher/lGh4SAywhcPu/content/solar-photovoltaics-can-make-the-world-fossil-free-faster-and-cheaper-than-expected).
- BUND. 2017. „Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung“. 66. Positionspapier. BUND. <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/konzept-fuer-eine-zukunftsaehige-energieversorgung/>.
- Bundestag. 2019. *Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften*. [http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&jumpTo=bgbl119s2513.pdf](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl119s2513.pdf).
- Bündnis Bürgerenergie, 100 Prozent erneuerbar stiftung. 2020. „Neue Kraft mit der Nachbarschaft: Studie zur Veranschaulichung des lokalen Stromhandels innerhalb und zwischen Energiegemeinschaften“. Bündis Bürgerenergie e.V. und 100 Prozent erneuerbar stiftung. [https://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/Grid\\_Sing-Publikation\\_final.pdf](https://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/Grid_Sing-Publikation_final.pdf).
- Bünger, Björn, und Astrid Matthey. 2018. „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Methodische Grundlagen“. Dessau-Roßlau, Germany: Umweltbundesamt. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-12\\_methodenkonvention-3-0\\_methodische-grundlagen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-12_methodenkonvention-3-0_methodische-grundlagen.pdf).
- Burandt, Thorsten, Konstantin Löffler, und Karlo Hainsch. 2018. „GENeSYS-MOD v2.0 - Enhancing the Global Energy System Model“. *DIW Data Documentation* 94 (Juli). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.594273.de/diw\\_data-doc\\_2018-094.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594273.de/diw_data-doc_2018-094.pdf).
- CAN Europe und EEB. 2020. „Paris Agreement Compatible (PAC) - Scenarios for Energy Infrastructure“. 6. April 2020. <https://www.pac-scenarios.eu>.
- Clausen, Thies, Matthias Deutsch, Patrick Graichen, Andreas Jahn, René Mono, Stephanie Ropenus, Christoph Podewils, Gerd Rosenkranz, und Gerd Zuber. 2017. „Energiewende und Dezentralität - Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte“. Agora Energiewende. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora\\_Dezentralitaet\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf).

- Diekmann, Jochen. 2011. „Verstärkte Haftung und Deckungsvorsorge für Schäden nuklearer Unfälle – Notwendige Schritte zur Internalisierung externer Effekte“. *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht* 34 (2). <https://www.econbiz.de/Record/verst%C3%A4rkte-haftung-und-deckungsvorsorge-f%C3%BCr-sch%C3%A4den-nuklearer-unf%C3%A4lle-notwendige-schritte-zur-internalisierung-externer-effekte-diekmann-jochen/10009160459>.
- Drechsler, Martin, Jonas Egerer, Martin Lange, Frank Masurowski, Jürgen Meyerhoff, und Malte Oehlmann. 2017. „Efficient and equitable spatial allocation of renewable power plants at the country scale“. *Nature Energy* 2 (Juli): 17124.
- ENTSO-E. 2019. „TYNDP 2018 Executive Report - Appendix“. <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP18%20Exec%20Report%20appendix.pdf>.
- ENTSOG und ENTSO-E. 2019. „TYNDP 2020 Scenario Report“. [https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2019/10/TYNDP\\_2020\\_Scenario\\_Report\\_entsog-entso-e.pdf](https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2019/10/TYNDP_2020_Scenario_Report_entsog-entso-e.pdf).
- Eppler, Erhard. 1975. *Ende oder Wende – Von der Machbarkeit des Notwendigen*. Stuttgart, Germany: W. Kohlhammer.
- European Commission. 2019. „Communication from the Commission: The European Green Deal“. 640. Brussels, Belgium. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>.
- . 2020. „Ein europäischer Grüner Deal“. Text. EU-Kommission - European Commission. 2020. [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de).
- Fath, Karoline. 2018. *Technical and economic potential for Photovoltaic systems on buildings*. Produktion und Energie 25. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. <https://www.ksp.kit.edu/9783731507871>.
- Frank Peter, Marco Wunsch, Hanno Falkenberg, Prof. Dr. Veronika Grimm, Prof. Dr. Gregor Zöttl, Mirjam Ambrosius, Bastian Rückel, und Christian Sölch. 2016. „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf (Gutachten im Auftrag der N-Ergie)“. Prognos und FAU Erlangen/Nürnberg.
- Fraunhofer ISE. 2018. „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - März 2018“. [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf).
- Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper, und Christian von Hirschhausen. 2012. „Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende“. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 69. Berlin, Germany: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.412261.de/diwkompakt\\_2012-069.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.412261.de/diwkompakt_2012-069.pdf).
- Gerhards, C., U. Weber, P. Klafka, S Golla, und et al. 2021. „Klimaverträgliche Energieversorgung für Deutschland – 16 Orientierungspunkte“. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 7. Berlin: Scientists for Future.

- Göke, Leonhard. 2020. „AnyMOD – A graph-based framework for energy system modelling with high levels of renewables and sector integration“. *Archive*. <https://arxiv.org/pdf/2004.10184.pdf>.
- Gridsingularity. 2020. „Modelling Study to Assess the Potential Benefits of Trading in and between Local Energy Communities in Germany“. In Collaboration with Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn), Grid Singularity. Berlin.
- Grimm, Veronika, Alexander Martin, Martin Schmidt, Martin Weibelzahl, und Gregor Zöttl. 2016. „Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes“. *European Journal of Operational Research* 254 (2): 493–509. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.044>.
- Grimm, Veronika, Alexander Martin, Martin Weibelzahl, und Gregor Zoettl. 2014. „Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes“. IWQW Discussion Paper Series 04/2014. Erlangen: Univ., Inst. für Wirtschaftspolitik und Quantitative Wirtschaftsforschung. <http://hdl.handle.net/10419/95860>.
- Grimm, Veronika, Bastian Rückel, Christian Sölch, und Gregor Zöttl. 2016. „Reduction of network expansion through redispatch and efficient feed-in management: A model-based assessment“. *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik*, 1–34. <https://doi.org/10.1007/s41025-016-0027-5>.
- Hainsch, Karlo, Hanna Brauers, Thorsten Burandt, Leonard Goeke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendziorski, u. a. 2020. „Make the European Green Deal Real – Combining Climate Neutrality and Economic Recovery“. No. 153. Politikberatung Kompakt. Berlin: German Institute for Economic Research (DIW Berlin). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.791736.de/di-wkompakt\\_2020-153.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.791736.de/di-wkompakt_2020-153.pdf).
- Hainsch, Karlo, Leonard Göke, Claudia Kemfert, Pao-Yu Oei, und Christian von Hirschhausen. 2020. „European Green Deal: Mit ambitionierten Klimaschutzzielen und erneuerbaren Energien aus der Wirtschaftskrise“. 28. Wochenbericht. Berlin: DIW Berlin.
- Hennicke, Peter, Jeffrey P. Johnson, und Stephan Kohler. 1985. *Die Energiewende ist möglich*. Frankfurt am Main: Fischer S. Verlag GmbH.
- Henning, Hans-Martin, und Andreas Palzer. 2012. „100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland“. Freiburg, Germany: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf>.
- Hirschhausen, Christian von, Fabian Praeger, und Claudia Kemfert. 2020. „Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation towards Decarbonization“. *DIW Berlin Discussion Paper*, Nr. 1892, IV, 46 S. (September). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.798191.de/dp1892.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.798191.de/dp1892.pdf).
- Hirschhausen, Christian von, Robert Wand, und Christina Beestermöller. 2010. „Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms“. Gutachten im

- Auftrag des WWF Deutschland. Berlin, Germany: TU Berlin. [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2010/Kurzstudie\\_Energiewegeplanung\\_WWF\\_23112010.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2010/Kurzstudie_Energiewegeplanung_WWF_23112010.pdf).
- Hirschman, Albert O. 1958. *The Strategy of Economic Development*. Bd. 10. New Haven, USA: Yale University Press.
- Jacobsen, Marc. 2020. *100% Clean, Renewable Energy and Storage for Everything*. Cambridge (UK): Cambridge University Press.
- Jacobson, Mark Z., Mark A. Delucchi, Zack A.F. Bauer, Savannah C. Goodman, William E. Chapman, Mary A. Cameron, Cedric Bozonnat, u. a. 2017. „100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World“. *Joule* 1 (1): 108–21. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>.
- Jarass, Lorenz, und Anna Jarass. 2016. *Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite – mit Netzentwicklungsplan 2025*. Herausgegeben von Verlagshaus Monsenstein & Vannerdat OHG. 1. Aufl. MV-Wissenschaft. Münster, Germany: Verl.-Haus Monsenstein und Vannerdat.
- Jarass, Lorenz, und Gustav M Obermair. 2012. *Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? – Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012*. Münster, Germany: Verl.-Haus Monsenstein und Vannerdat.
- Kemfert, Claudia, Friedrich Kunz, und Juan Rosellón. 2016. „A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany“. *Energy Policy* 94: 446–52. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.011>.
- Krause, Florentin, Hartmut Bossel, und Karl-Friedrich Müller-Reissmann. 1980. *Energie-Wende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*. Herausgegeben von Öko-Institut Freiburg. Frankfurt am Main, Germany: S. Fischer.
- Kunz, Friedrich, Clemens Gerbaulet, und Christian von Hirschhausen. 2013. „Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet“. *80 (2013), 48*, S. 25-37 *80 (48)*: S. 25-37.
- Lödl, Martin, Georg Kerber, Rolf Witzmann, Clemens Hoffman, und Michael Metzger. 2010. „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland“. TU München - Fachgebiet Elektrische Energieversorgung und Siemens AG - Corporate Technology.
- Löffler, Konstantin, Karlo Hainsch, Thorsten Burandt, Pao-Yu Oei, Claudia Kemfert, und Christian von Hirschhausen. 2017a. „Designing a Global Energy System based on 100% Renewables for 2050 - GENeSYS-MOD: An application of the Open-source Energy Modeling System (OSeMOSYS)“. *DIW Discussion Paper*, Nr. 1678.
- . 2017b. „Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS)“. *Energies* 10 (10): 1468. <https://doi.org/10.3390/en10101468>.
- Lovins, Amory B. 1976. „Energy Strategy: The Road Not Taken?“ *Foreign Affairs* 6 (20): 9–19.
- . 1979. *Soft Energy Paths: Towards a Durable Peace*. New York, USA: New York: Harper & Row,. <http://www.environmentandsociety.org/mml/soft-energy-paths-towards-durable-peace>.

- Lüth, Alexandra, Jens Weibezahn, und Jan Martin Zepter. 2020. „On Distributional Effects in Local Electricity Market Designs - Evidence from a German Case Study“. *Energies*, Nr. Special Issue Design Optimization of Local Energy Markets.
- Mainzer, Kai, Karoline Fath, Russell McKenna, Julian Stengel, Wolf Fichtner, und Frank Schultmann. 2014. „A High-Resolution Determination of the Technical Potential for Residential-Roof-Mounted Photovoltaic Systems in Germany“. *Solar Energy* 105 (Juli): 715–31. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.015>.
- Masurowski, Frank, Martin Drechsler, und Karin Frank. 2016. „A Spatially Explicit Assessment of the Wind Energy Potential in Response to an Increased Distance between Wind Turbines and Settlements in Germany“. *Energy Policy* 97 (Oktober): 343–50. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.021>.
- Matthes, Felix, Franziska Flachsbarth, und Moritz Vogel. 2018. „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“. Öko-Institut. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf>.
- Mieth, Robert, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz, und Richard Weinhold. 2015. „Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern“. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 97. Berlin, Germany: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.506603.de/diwkompakt\\_2015-097.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.506603.de/diwkompakt_2015-097.pdf).
- Mieth, Robert, Richard Weinhold, Clemens Gerbaulet, Christian R. von Hirschhausen, und Claudia Kemfert. 2015. „Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung“. *DIW-Wochenbericht* 82 (6): 91–96.
- Oei, Pao-Yu, Thorsten Burandt, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, und Claudia Kemfert. 2020. „Lessons from modeling 100% renewable scenarios using GENeSYS-MOD“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 9 (1).
- Oei, Pao-Yu, M. Kendzioriski, Philipp Herpich, Claudia Kemfert, und Christian Hirschhausen. 2020. „Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist“. 148. Politikberatung Kompakt. Berlin: DIW Berlin.
- OSMOSE. 2019. „Flexibility Cost and Operational Data Outlook (D1.2)“. <https://www.osmose-h2020.eu/downloads/#>.
- Schill, Wolf-Peter, Alexander Zerrahn, und Friedrich Kunz. 2017. „Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6 (1): 7–31. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.wsch>.
- Schumacher, E. F. 1973. *Small Is Beautiful: Economics as If People Mattered*. New York: Harper and Row.
- Schumacher, Ernst-Friedrich. 1977. *Small is beautiful - Die Rückkehr zum menschlichen Maß*. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Solar Power Europe, und LUT University. 2020. „100% Renewable Europe - How to Make Europe's Energy System Climate-Neutral Before 2050“. Brussels, Belgium. <https://www.solarpowereurope.org/100-renewable-europe/>.

- SRU. 2011. *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten, Januar 2011*. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Turmes, Claude. 2010. „Cables for Carbon? Connecting the European electricity grid to non-EU Mediterranean countries: the bigger picture“. Report to the European Parliament. Brussels, Belgium: European Parliament. [http://stopclimatechange.net/fileadmin/content/documents/2010-background\\_briefing\\_MEDA\\_cables\\_TURMES\\_FINAL.pdf](http://stopclimatechange.net/fileadmin/content/documents/2010-background_briefing_MEDA_cables_TURMES_FINAL.pdf).
- UNFCCC. 2015. „Paris Climate Change Conference-November 2015, COP 21“. In *Adoption of the Paris Agreement*, 21932:32. <https://doi.org/FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1>.
- VDE. 2015. „Der zelluläre Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“. VDE-Studie. Frankfurt am Main, Germany: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. - Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). <https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=285c9c8d-a1bb-4463-af26-cf1d3a53a93a>.
- Victoria, Marta, Kun Zhu, Tom Brown, Gorm B. Andresen, und Martin Greiner. 2020. „Early Decarbonisation of the European Energy System Pays Off“. *Nature Communications* 11 (1): 6223. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-20015-4>.
- Walter, Anna, Julia Wiehe, Gerrit Schlömer, Ali Hashemifarzad, Tim Wenzel, Ingrid Albert, Lutz Hofmann, Jens zum Hingst, und Christina von Haaren. 2018. „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050“. 501. Bundesamt für Naturschutz.
- Wealer, Ben, Simon Bauer, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, und Leonard Göke. 2021. „Investing into third generation nuclear power plants - Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 143: 110836.
- Weibezahn, Jens, Hendrik Kramer, Mario Kendzioriski, und Christian von Hirschhausen. 2020. „The Impact of Transmission Development on a 100% Renewable Electricity Supply— A Spatial Case Study on the German Power System“. In *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, herausgegeben von Mohammad Hesamzadeh, Juan Rosellon, und Ingo Vogelsang. Berlin Heidelberg, Germany: Springer.
- Wirth, Harry. 2021. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“. Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.