

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

SCHLUSSBERICHT

AutGrid – Chancen und Risiken der Netzautarkie in Deutschland

Modellgestützte Analyse und Bewertung der Auswirkungen einer
Netzautarkie von Regionen im deutschen Energiesystem

Laufzeit des Vorhabens: 01.05.2015 – 31.12.2018
Förderkennzeichen: 03EK3557A, 03EK3557B

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor



STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Zuwendungsempfänger:



zirius 
Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung

SCHLUSSBERICHT

Modellgestützte Analyse und Bewertung der Auswirkungen einer Netzautarkie von Regionen im deutschen Energiesystem

Autoren: Charlotte Senkpiel (ISE), Wolfgang Hauser (ZIRIUS), Wolfgang Biener (ISE), Sven Längle (ISE), Shivenes Shammugam (ISE), Klaus Renè Garcia (ISE), Dr. Christoph Kost (ISE)

Projektpartner:

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg
ZIRIUS, Universität Stuttgart

Ansprechperson: Charlotte Senkpiel (Projektleitung)
Tel: +49 761 4588-5078
charlotte.senkpiel@ise.fraunhofer.de

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Das Projekt wurde im Rahmen des Forschungsprogramms Zukunftsfähige Stromnetze des BMBF durchgeführt

Inhalt

Teil I: Kurzdarstellung	5
1 Aufgabenstellung.....	5
1.1 Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
1.2 Gesamtziel des Vorhabens	5
1.3 Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens	6
2 Projektpartner und Arbeitsaufteilung.....	6
3 Planung und Ablauf des Vorhabens	7
4 Wissenschaftlicher und Technischer Stand zu Beginn des Vorhabens	8
5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	9
Teil II: Projektverlauf: Methodik und Ergebnisse.....	10
6 Kontext Szenarios	10
7 Cross Impact Bilanz (CIB)	10
8 Regionalisierung und Clusterung	11
8.1 Potenzialerhebung	11
8.2 Clusterung von Regionen	22
8.3 Clusterung von Zeitschritten.....	26
8.4 Methoden zur Reduktion des Netzes	28
9 Modellentwicklung	30
9.1 Stommarkmodell ENTIGRIS	30
9.2 Netzflussmodell	33
9.3 Zusammenspiel Strommarkmodell und Netzflussberechnungen	34
1 0 Empirische Untersuchungen zu Selbstversorgungszielen von Regionen.....	35
10.1 Interviews/Workshops	35
1 1 Szenarien	38
11.1 Deskriptorauswahl.....	38
11.2 Bewertung der Wechselwirkungen	38
11.3 Szenarienauswahl, Storylines und qualitative Systemanalyse	39
1 2 Handlungsempfehlungen auf Basis der Akteursanalyse und der qualitativen Systemanalyse	46
1 3 Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem	46
13.1 Beschreibung der Methodik	46
13.2 Ergebnisse und Diskussion.....	47
1 4 Diskussion und Fazit	55
Teil III: Zusätzliche Informationen	57

1 5	Zahlenmäßiger Nachweis	57
1 6	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	57
16.1	Fraunhofer ISE	57
16.2	ZIRIUS	58
1 7	Fazit und voraussichtlicher Nutzen.....	59
17.1	Fraunhofer ISE	59
17.2	ZIRIUS	60
1 8	Veröffentlichung der Ergebnisse	60
1 9	Literatur	62
Teil III: Anhang.....		65
2 0	Deskriptorenessays AutGrid.....	65
20.1	Ausbau Erneuerbarer Energien (Strom).....	65
20.2	Weltmarktpreise für fossile Energieträger	66
20.3	BIP-Entwicklung	67
20.4	CO ₂ -Preise	68
20.5	Stromverbrauch National.....	69
20.6	Investitionskosten Erneuerbare Energietechnologien	70
20.7	Preise für Speichertechnologien.....	71
20.8	Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung	72
20.9	Politikstabilität im Bereich Energie	73
20.10	Planungsrecht / Öffentliche Infrastrukturplanung	74
20.11	Bedeutung regionale Wertschöpfung	75
20.12	Regionale Institutionalisierung des Klimaschutzes.....	76
20.13	Lokale Vergemeinschaftung	77
20.14	Begriffsdefinitionen für Autarkiedeskriptoren	78
20.15	Regionen mit relativ geringem Potenzial und derzeit niedriger Selbstversorgung	79
20.16	Regionen mit mittlerem Autarkiepotenzial.....	80
20.17	Regionen mit hohem Autarkiepotenzial.....	81

1

Aufgabenstellung

1.1

Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich im Wandel, von einer bisher zentral geprägten Erzeugungsstruktur hin zu einer dezentralen Struktur. Im Zuge des Wandels und einer Zunahme der dezentralen Erzeugungsanlagen gibt es auf regionaler Ebene, insbesondere in ländlichen Kommunen, Gemeinden und Landkreisen das Bestreben den Energiebedarf durch eigen erzeugten regenerativen Strom selbst zu decken.

Das vom BMU geförderte Projekt „100% Erneuerbare-Energie-Regionen“ des Instituts dezentrale Energietechnologien (IdE) in Kassel beinhaltet zum einen eine Bestandsaufnahme der 100ee Regionen und zum anderen den Aufbau eines Netzwerkes der Regionen für Informations- und Wissenstransfer. Die aktuellsten Zahlen (Stand 2013) zeigen, dass es insgesamt 138 Regionen in Deutschland gibt, die als Ziel haben, längerfristig ihren Energiebedarf auf Basis von erneuerbaren Energiequellen zu decken. Abb. 01 zeigt die regionale Verteilung der 100ee-Regionen in Deutschland (IdE 2014).

Die Ziele sind meist in kommunalen Klimaschutzprogrammen festgehalten. Dies kann Ausbauziele für erneuerbare Energietechnologien, Effizienzsteigerungen, nachhaltige Verkehrsumstrukturierung, CO₂-Emissionsminderungsziele o.ä. sowie zur Umsetzung notwendige Maßnahmen enthalten. Als Konsequenz finden innerhalb der 100ee Regionen aufgrund der Zielsetzung ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energieträger und damit eine verstärkte Nutzung der dezentralen Potenziale statt.

Es stellt sich die Frage, welche Auswirkungen sich durch Autarkiebestrebungen auf das Energiesystem ergeben. Werden die Potenziale der EE am besten ausgenutzt oder ergeben sich ggf. sogar zusätzliche Kosten. Dies ist insbesondere auch abhängig von dem Grad der Energieautarkie, der angestrebt wird. Bisherige Bestrebungen auf dezentraler Ebene gehen in Richtung einer bilanziellen Energieautarkie. In wie weit weichen solche Systeme von einem kostenoptimalen System ab? Und welche Chancen und Risiken ergeben sich durch die 100% EE Regionen?

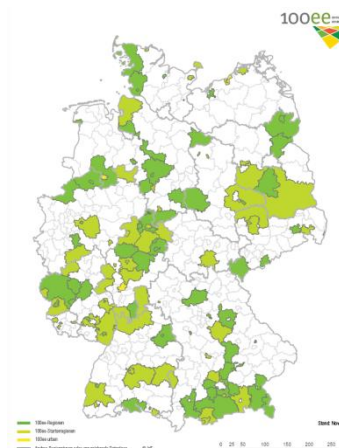


Abb. 01 100% Erneuerbare Energien Regionen, Stand: November 2013

1.2

Gesamtziel des Vorhabens

Mit der zunehmenden Dezentralität im deutschen Energiesystem geht die Bestrebung einer wachsenden Anzahl von Regionen einher, leistungs- und energieautark zu agieren. Die Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan haben gezeigt, dass der derzeitige Stromnetzausbau nicht nur durch Unsicherheit in Bezug auf die zu erwartenden Netzausbaukosten charakterisiert ist, sondern auch ein hoher öffentlicher

Mitgestaltungs- und Akzeptanzbedarf besteht. Es wird die Fragestellung untersucht, wie sich eine zunehmende Selbstversorgung von einzelnen Netzregionen im deutschen Stromsystem auf den Netzausbau und den Netzbetrieb auswirkt und welche Effekte dies auf die Systemkosten und die Systemzusammensetzung hat.

Projektpartner _____ und
Arbeitsaufteilung _____

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Forschungsvorhaben ein Optimierungsmodell (ENTIGRIS) (weiter-)entwickelt, mit dem der Ausbau und Betrieb des Netzes (Höchstspannungsebene), der konventionellen Kraftwerke, der Speicher und Erneuerbaren Energien in hoher regionaler Auflösung für verschiedene Grade der Autarkiebestrebungen optimiert und analysiert wird. Neben der Betriebsoptimierung der Erzeugungseinheiten und der Netzinfrastruktur steht insbesondere die integrierte Ausbauplanung derselben im Fokus der Modellierung und der Analyse. Das Forschungsvorhaben soll mit dem Hintergrund der Analyse von Energieautarkie aufzeigen, wie Netz- und Kraftwerkausbau gekoppelt modelliert werden können. Um die Chancen und Risiken unterschiedlicher Autarkiegrade bewerten zu können wird ein interdisziplinärer Ansatz gewählt, der qualitative und quantitative Analysen erlaubt und es ermöglicht, transparente und konsistente Szenarien zu entwickeln. Diese werden dann mit dem Optimierungsmodell ENTIGRIS quantifiziert.

Dieses Forschungsvorhaben ist der Thematik der Netzplanung auf Übertragungsnetzebene zuzuordnen. Unter Berücksichtigung hoher Anteile erneuerbarer Energien wird analysiert, welcher Netzausbau notwendig sein wird. Zusätzlich wird bewertet, welche Auswirkungen regionale Energieautarkie auf den Netzausbau hat. Hierzu werden zum einen mathematische Modelle und Optimierungsverfahren entwickelt sowie zukünftige Stromversorgungssysteme modelliert. Die Modellierung und Einbeziehung autarker Regionen entspricht hierbei einer neuartigen Analyseverfahren des Netzausbaubedarfs und damit einem weiteren genannten Unterpunkt eines förderungsfähigen Gegenstands der Ausschreibung.

1.3

Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens

Das Projekt adressiert folgende wissenschaftliche Fragestellungen:

- Welche Methode ist geeignet, um den Technologie-, Speicher und Netzausbau in einem Optimierungsmodell abbilden zu können?
- Wie können Regionen und das Netz adäquat geclustert werden, um sie in einem Optimierungsmodell berücksichtigen zu können?
- Welche qualitativen und quantitativen Faktoren beeinflussen die Selbstversorgung von Regionen?
- Was sind plausible Szenarien, die unterschiedliche Selbstversorgung von Regionen abbilden?
- Welche Effekte ergeben sich durch regionale Selbstversorgungsziele auf das Gesamtsystem (Erzeugungsmix, Speicher sowie Netzausbau)?

2

Projektpartner und Arbeitsaufteilung

Im Folgenden sind die beteiligten Projektpartner beschrieben, deren Wissen und Fähigkeiten letztlich die Voraussetzungen für das Projekt dargestellt haben.

Fraunhofer ISE

Das 1981 in Freiburg im Breisgau gegründete Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE ist mit rund 1100 Mitarbeitern das größte Solarforschungsinstitut in Europa. Es schafft technische Voraussetzungen für eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung, sowohl in Industrie- als auch in Schwellen- und Entwicklungsländern. In den Forschungsschwerpunkten Energiegewinnung, Energieeffizienz, Energieverteilung und Energiespeicherung trägt es zur breiten Anwendung neuer Technologien bei.

Die **Gruppe „Energiesystemanalyse“** untersucht Themen und Fragestellungen im Bereich der systemischen Entwicklung des Energiesystems. Dazu entwickelt sie Methoden und Tools zur Analyse des Energiesystems und den darin wichtigen Technologien, Interaktionen und Treibern. Auf Basis der Ergebnisse entwickelt die Gruppe Energiesystemanalyse politische, gesellschaftliche und technologische Empfehlungen und Handlungsanleitungen zur optimalen Entwicklung. Die Gruppe hat sich auf Fragestellungen der Integration von Erneuerbaren Energien, Speicheranwendungen und Energieeffizienz für regionale, nationale und internationale Energiesysteme, insbesondere auch Stromsysteme spezialisiert. In dem Projekt AutGrid übernimmt die Gruppe Energiesystemanalyse die Projektleitung sowie die Weiterentwicklung des Optimierungsmodells und der Analyse der Ergebnisse.

Die **Gruppe „Elektrische Netze und Energiemanagement“** bündelt eine lange Historie und Erfahrungen im Bereich der technischen Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, -speichern und Verbrauchern. Technische Integration schließt neben der reinen Netzintegration auch die kommunikative Einbindung in lokale und globale Regelungskonzepte mit ein. Für die simulative Betrachtung von möglichen Entwicklungen setzen wir auf unser etabliertes Programm zur probabilistischen Lastflussberechnung und Netzausbauplanung InDiGO.

Das Fraunhofer ISE hat innerhalb des Projektes die Aufgaben der Energiesystemmodellentwicklung, der Parametrierung sowie der quantitativen Analyse und Bewertung durchgeführt. Zum anderen wurde das Netzflussmodell am ISE entwickelt.

ZIRIUS - Universität Stuttgart

Das Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart (ZIRIUS) ist ein fakultätsübergreifendes Forschungszentrum mit Schwerpunkt auf Risikoanalyse, Innovationsforschung und der Erforschung und Kommunikation des Zusammenhangs von ökologischen, wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Formen der künftigen nachhaltigen Energieversorgung, sowie der Voraussetzungen und Möglichkeiten soziotechnischer Transformationsprozesse.

Im Projekt AutGrid war ZIRIUS verantwortlich für die Arbeitspakete 2 (Akteursanalyse), 3 (Szenarioerstellung) und 6 (Qualitative Analyse der Chancen und Risiken der Netzautarkie), sowie die Durchführung der geplanten Workshops.

3

Planung und Ablauf des Vorhabens

Der Arbeitsplan des Projektes ist in Abb. 02 dargestellt. Zunächst wird die Datengrundlage (AP1) geschaffen, indem eine PostgreSQL Datenbankstruktur erarbeitet und gefüllt wird, die es ermöglicht Regionen in unterschiedlicher Auflösung zu clustern. Zudem werden sämtliche relevante Daten für die Modellierung in der Datenbank gesammelt, sowie eine Schnittstelle zwischen Datenbank und Modell erarbeitet. Parallel wird eine Akteursanalyse durchgeführt (AP2) in der durch Interviews Faktoren identifiziert werden, die für das Setzen von regionalen Selbstversorgungszielen maßgeblich sind. In AP3 werden diese im Rahmen von Workshops gerankt um eine Liste mit den wichtigsten Faktoren zu erhalten. Diese

Planung und Ablauf des
Vorhabens

sowie Modellkopplungsfaktoren werden als Deskriptoren ausdefiniert und in Bezug auf ihre Wechselwirkungen in einer Cross-Impact-Bilanz bewertet. Auf dieser Basis werden dann konsistente Szenarien ausgewählt, die hinsichtlich ihrer quantitativen Effekte mittels Optimierung bewertet werden (AP5). Hierfür wird in AP 4 ein Modell (weiter) entwickelt, das den Technologieausbau, Speicherausbau sowie den Netzausbau hinreichend abbildet. Auf Basis der Modellläufe in AP5 erfolgt dann unter Berücksichtigung der qualitativen Analyse in AP6 die Zusammenfassung der Ergebnisse (AP7).

Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens

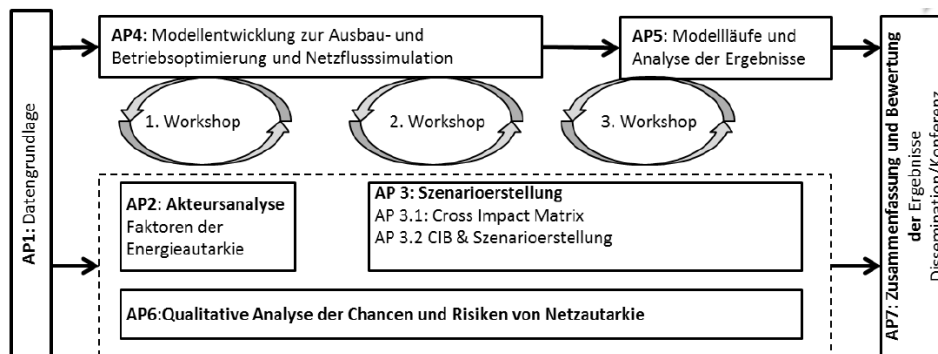


Abb. 02 Projektplan AutGrid

4 Wissenschaftlicher und Technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

Die Neuheit des Forschungsvorhabens liegt darin die systemischen Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungszielen zu untersuchen und dabei sowohl qualitative als auch quantitative Faktoren zu berücksichtigen. Dies wurde in dieser Form für das Energiesystem Deutschland bisher nicht untersucht. Zum anderen wird das Ziel verfolgt, den Netzausbau in ein Optimierungsmodell des Kraftwerksausbaus und -betriebs zu integrieren, was die bisherige Landschaft der Energiesystemmodelle nicht abbildet.

Durch eine bisherige Fokussierung auf den sich entwickelnden Kraftwerkspark mit zunehmenden Anteil von EE ist eine Erweiterung bestehender Modelle hin zu Netzausbauroptimierungen aufgrund der bestehenden Modellstruktur oder Solver- und Rechenkapazitäten nur schwer möglich. Es ist daher anzunehmen, dass eine Neuentwicklung eines Modells mit dem unmittelbaren Fokus der integralen Optimierung des Netz-, Kraftwerks-, Speicherausbaus sowie des Ausbaus EE in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung zu einer sinnvollen Ergänzung der bestehenden Landschaft an Optimierungsmodellen in Deutschland führt. Insbesondere die Erweiterung des Netzdatenbestandes durch frei nutzbare Geodaten (Jorge 2012) sowie der Netzausbauroptimierung aufbauend auf aktuell vorgelagerten Forschungsschwerpunkten in der Netzflussanalyse (Tuth 2012, Lahr 2013) ermöglichen den neuartigen Betrachtungsschwerpunkt in der angestrebten regionalen Auflösung.

Die Betrachtung der Auswirkungen von Energieautarkie aus Systemsicht wurde bisher nicht vorgenommen. Die Untersuchungen, gekoppelt mit der sozialwissenschaftlichen Analyse von Treibern der Energieautarkie stellt einen völlig neuen Ansatz dar. Zum einen wird durch das zu entwickelnde Modell die Kraftwerksplanung gleichzeitig mit der Netzausbauplanung optimiert, was bisherige Modelle meist gar nicht oder nicht detailliert genug leisten können. Zum anderen geht die Szenarioerstellung in diesem Projekt weit über das übliche Maß hinaus: Es werden im Sinne von Kontextszenarien bedeutend mehr Faktoren mit einbezogen und diese zudem auf ihre

Wechselwirkungen hin untersucht, sodass statt des üblichen Vorgehens, wobei meist wenig Eingangsgrößen – oft nur Demographie, BIP und Rohstoffpreise – unabhängig voneinander variiert werden, konsistente Szenarien aus einer Vielzahl von Faktoren erstellt werden.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Projekt wurde in dem Projektkonsortium von Fraunhofer ISE und dem ZIRIUS Institut der Universität Stuttgart durchgeführt. Eine Zusammenarbeit mit anderen Stellen fand durch die wissenschaftlichen Austausch auf Konferenzen und Tagungen mit verschiedenen Instituten (wie deENet und dem Klima Bündnis statt).

6

Kontext Szenarios

Das Konzept der Kontextszenarien ist ein Konzept zur Behandlung von „Kontextunsicherheit und Kontextkomplexität bei der Entwicklung von Energieszenarien“. (Weimer-Jehle et al. 2013) Inspiriert aus dem Bereich der Klimaforschung und den hier entwickelten hybriden Szenarien (bestehend aus qualitativer Storyline und quantitativer Berechnung), versteht es das Energiesystem als sozio-technisches System und betont die Wichtigkeit der Berücksichtigung sozialer, juristischer und politischer Einflussfaktoren auf die künftige Entwicklung des Energiesystems. Während die qualitativen Storylines in der Klimaforschung noch häufig intuitiv erstellt werden, wird im Konzept der Kontextszenarien die Wichtigkeit einer stärker formalisierten, transparenteren und reproduzierbareren Storyline-Entwicklung betont. Die Autoren empfehlen dazu den Einsatz der Cross-Impact- Bilanzanalyse. (Weimer-Jehle et. al 2016).

7

Cross Impact Bilanz (CIB)

Als Standardwerkzeug der Szenariotechniken sind Cross-Impact Methoden seit längerem etabliert und konzentrieren sich auf die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Bestandteilen des zu analysierenden Systems. Besonders geeignet sind sie für die Analyse von Systemen, die Einflüsse aus Bereichen unterschiedlicher Forschungsdisziplinen aufweisen und für die wegen dieser Heterogenität oder wegen zu hoher Komplexität keine umfassenden numerischen Modelle bestehen (Weimer-Jehle, 2014). Die Cross-Impact-Bilanzanalyse (CIB) ist Teil dieser Methodenfamilie und eignet sich „aufgrund ihrer transparenten Logik und ihrer methodischen Flexibilität besonders gut für die qualitative Systemanalyse von multidisziplinären Systemen“ (Weimer-Jehle, 2009). Insbesondere ist sie auch für die Erstellung von Kontextszenarien und sozio-technischen Energieszenarien geeignet, da sie qualitative Systemfaktoren miteinbeziehen kann, Zukunftsannahmen explizit werden lässt und die Unsicherheit in Bezug auf soziale und andere Zukunftsentwicklungen berücksichtigen kann (Weimer-Jehle, et al., 2016). In Anlehnung an Micheal Porter, der Szenarien als inwendig konsistente Bilder einer möglichen Zukunft versteht, konzentriert sich die CIB auf die interne Konsistenz der Szenarien als wichtigstes Gütekriterium. Dazu werden die Wechselwirkungen zwischen allen Szenarioelementen (Deskriptoren) untersucht – dies geschieht meist durch die Einholung von Expertenurteilen – und die widerspruchsfreien Kombinationen der unterschiedlichen Deskriptorausprägungen identifiziert (Weimer-Jehle, 2009; Weimer-Jehle, 2006). Idealtypisch verläuft die Durchführung einer CIB nach Weimer-Jehle (Weimer-Jehle, 2009) in folgenden Schritten:

- Identifikation der relevantesten Einflussfaktoren im untersuchten System
- Festlegung der unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten der einzelnen Einflussfaktoren
- Erhebung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Entwicklungsmöglichkeiten aller Einflussfaktoren

- Identifikation von widerspruchsfreien, also konsistenten Kombinationen der unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten aller Einflussfaktoren. Die Erhebung der Wechselwirkungen geschieht in diesem Zusammenhang durch eine qualitative Bewertung, ob und welchen Einfluss die Realisierung einer bestimmten Entwicklungsmöglichkeit (Deskriptorvariante) eines Einflussfaktors (Deskriptor) auf die Realisierung aller möglichen Entwicklungsvarianten aller anderen Einflussfaktoren hat.

Die Wechselwirkungen werden dabei zumeist auf einer Skala von -3 („stark hemmende Wirkung“) bis +3 („stark fördernde Wirkung“) bewertet.

Eine Besonderheit der CIB ist, dass sie die Wirkungsrichtung der Einflüsse berücksichtigt und damit die fördernde oder hemmende Wirkung von z.B. A1 auf B1 unabhängig von der Wirkung von B1 auf A1 erfasst.

Die Identifikation der relevantesten Einflussgrößen wurde in diesem Projekt durch Experteninterviews, Literaturrecherche und eine Befragung von Stakeholdern und Projektmitgliedern durchgeführt. Dazu wurde aus Ergebnissen der Literaturrecherche und den Interviews eine vorläufige Liste mit 30 wichtigen Faktoren erstellt, die zur Konsolidierung an Stakeholder und Projektmitglieder ging und anschließend in einem Workshop zusammen mit Stakeholdern gerant wurde um sie auf 15 Faktoren zu reduzieren.

Zur Festlegung der unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten wurden kurze Essays zu jedem Deskriptor erstellt – die projektintern konsolidiert wurden – und je nach Deskriptor 2-4 zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten skizzieren (siehe Anhang).

Die Erhebung der Wechselwirkungen fand in einem mehrtägigen Workshop am Fraunhofer ISE statt. Hierzu trafen alle Projektmitglieder im Voraus eine eigene Einschätzung. Strittige Einschätzungen wurden diskutiert bis ein Konsens gefunden wurde. Aufgrund des hohen Zeitaufwands und terminlicher Probleme wurden Einschätzungen von Stakeholdern schriftlich und telefonisch erhoben.

Die aus diesem Prozess resultierende Cross-Impact Matrix diente als Grundlage der Identifikation von konsistenten Szenarien und wurde durch eine Vollausswertung mit der CIB- Software ScenarioWizard durchgeführt. Die Entwicklung der Kontextszenarien ist im Rahmen von AutGrid in den Kapiteln 10 und 11 ausgeführt.

8

Regionalisierung und Clusterung

Für die Abbildung der Einflüsse von hohen Selbstversorgungen auf das Gesamtsystem muss zunächst erhoben werden, welche Selbstversorgungsgrade in den einzelnen Regionen vorliegen. Hierfür wird zunächst eine Potenzialerhebung auf Landkreisebene durchgeführt, sodass potenzielle Selbstversorgungsgrade bestimmt werden können (Kapitel 8.1). Auf dieser Basis konnten dann Regionen zusammengeschlossen werden, um für die Optimierung eine geeignete Anzahl an Modellknoten zu haben (Kapitel 8.2). Zudem werden die verwandten Methoden vorgestellt, um Zeitschritte zu clustern mit dem Ziel repräsentative Tage zu identifizieren (Kapitel 8.3). Zusätzlich wird beschrieben wie vorgegangen wurde, um das Übertragungsnetz gemäß der geclusterten Regionen zu reduzieren (Kapitel 8.4).

8.1

Potenzialerhebung

Generell lassen sich die Potenziale in die unterschiedlichen Kategorien Flächenpotenzial, Leistungspotenzial und Erzeugungspotenzial unterteilen. Die

Methodik zur Erhebung unterscheidet sich nach Technologie, wie im folgenden Abschnitt beschrieben wird. Die Potenziale geben in der Optimierung die maximal installierbare Leistung vor. Für die Szenarienrechnungen werden Regionen auf Landkreisebene zu größeren Regionen zusammengeschlossen. Daher werden die Potenzialdaten auf der Landkreisebene erhoben.

Den Potenzialflächen für Wind und Photovoltaik (PV) werden jeweils Erzeugungsprofile zugeordnet, aus deren Basis die Stromerzeugung bestimmt wird. Abb. 03 zeigt die Flächennutzung in Deutschland. Generell werden knapp 50% der Fläche für landwirtschaftliche Zwecke genutzt und knapp 30% sind Waldflächen. Für PV-Aufdachanlagen wird das Potenzial auf Basis der Siedlungsflächen bestimmt, für PV-Freiflächenanlagen sind die Agrarflächen maßgeblich und für Windkraftanlagen die Agrar- sowie Waldflächen.

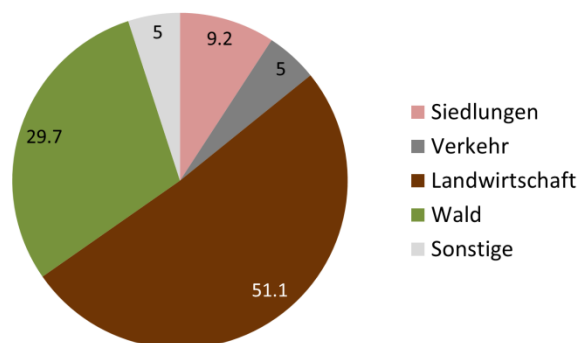


Abb. 03 Flächennutzung in Deutschland – Datenbasis Destatis 2016¹

8.1.1

PV-Freiflächen Flächen- und Leistungspotenzial

Für die Ermittlung der theoretischen PV-Freiflächenpotenziale wurde ein GIS basierter Ansatz verwendet. Dabei gilt es zunächst die Flächen auszuschließen, auf denen keine PV-Freiflächenanlagen gebaut werden können. Abb. 04 zeigt die ein- und ausgeschlossenen Flächen.

Anschließend wurden die Flächen in unterschiedliche Eignungsklassen unterteilt. Hierfür wurde die Neigung und Ausrichtung der Fläche auf Grundlage des Höhenrasters berücksichtigt. Unter Ausschluss der Flächen, die nicht geeignet sind ergibt sich eine Fläche von ca. 18% der Fläche Deutschlands (63,500 km²).

Basierend auf den Berechnungen muss das theoretisch verfügbare Potenzial weiter eingeschränkt werden. Hauptgrund hierfür ist, dass die verfügbaren Flächen in Konkurrenz zu anderer Flächennutzung, wie Nahrungsmittelproduktion, stehen. In Deutschland werden derzeit ca. 51% der Fläche für landwirtschaftliche Zwecke genutzt (Abb. 03). Zusätzlich stehen die verfügbaren Flächen auch in Konkurrenz zu der Nutzung durch andere Technologien, wie Wind und Biomasse. Bei der PV-Freiflächennutzung ist für die zukünftige Planung zu beachten, dass es bereits heute Pilotprojekte zur gleichzeitigen Nutzung von PV-Freiflächen und Landwirtschaft gibt (Stichwort Agro-PV).

¹

https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/Flaechennutzung/Tabellen/Tabellen_Bodenflaeche.html

Eingeschlossene Flächen		Ausgeschlossene Flächen	
Typ	Flächenanteil Deutschland	Typ	Flächenanteil Deutschland
Kulturfähiges Land	37.91%	Städtische Gebiete	6.49%
Weideland	12.28%	Industrie, GHD und Verkehrswege	1.15%
Sträucher und Krautige Vegetation	0,46%	Minen, Mülldeponien und Baugebiete	0.34%
Offene Flächen mit wenig oder keiner Bepflanzung	0.14%	Künstlich und nicht landwirtschaftlich kultiviert	0.42%
		Dauerkulturland	0.70%
		Heterogene Landwirtschaftliche Fläche	8.64%
		Wald	29.09%
		Inländische Feuchtgebiete	0.39%
		Marine Feuchtgebiete	0.07%
		Inländische Gewässer	1.11%
		Marine Gewässer	0.06%

Regionalisierung und Clusterung

Abb. 04 Liste der ein- und ausgeschlossenen Flächen für PV-Freiflächenpotenziale

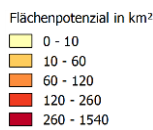
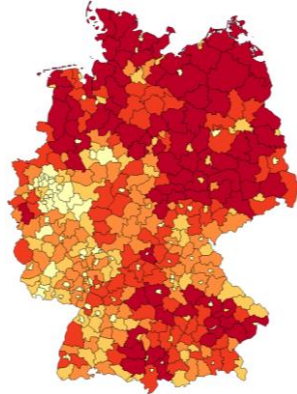
Um eine geeignete Restriktion der Fläche vorzunehmen wurde bestehende Literatur zu Hilfe genommen. (BMVI 2015) berechnet eine restriktionsfreie Fläche von 0,9% der Bundesfläche (ca. 3,200 km²). Die Studie geht von einem Anteil der Bundesfläche von 15% (ca. 53,606 km²) aus, die unter Beachtung weicher Restriktionen nutzbar ist, dieser Wert ist vergleichbar mit den ISE Berechnungen. Ein Vergleich weiterer Studien, die zwischen den Jahren 1999 und 2015 erstellt wurden, berücksichtigen meist reduzierte Potenzial Flächen zwischen 0,3 und 1,4% der Fläche Deutschlands, die für PV-Freiflächen zur Verfügung stehen. (EuPD 2012), (DLR 2004; Grau et al. 2011)

Theoretisches Flächenpotenzial PV-Freiflächen in Deutschland nach verschiedenen Eignungsklassen Ausgehend von den verfügbaren Flächen, wurde untersucht welche installierten Leistungen in verschiedenen sektorübergreifenden Studien benötigt werden, um die CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung zu erreichen. Abhängig von den Zielen werden Leistungen zwischen 50 - 300 GW (Jülch et al. 2018) benötigt, wobei die 300 GW (entspricht 2% der Fläche Deutschlands) in der zugrunde liegenden Studie durch die Potenzialrestriktion zu Stande kommen. Für diese Studie wird daher mehr Spielraum für den Zubau von EE Anlagen gewährt, sodass theoretisch 4% der Potenzialfläche für PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung stehen (650 GW installierbare Leistung). Die regionale Verteilung der Flächenpotenziale, die sich durch die GIS Berechnungen für die Landkreise ergibt, ist in Abb. 05¹ dargestellt. Aufgeschlüsselt sind die Potenziale in der Graphik nach den verschiedenen Eignungsklassen. Dies dient der Analyse der regionalen Verteilung der Eignungsklassen, um im Anschluss die Flächen reduzieren zu können, um der Konkurrenz zur Landwirtschaft sowie der Windenergienutzung gerecht zu werden.

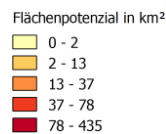
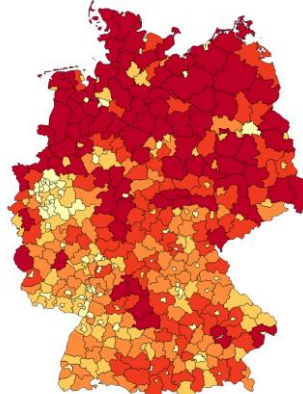
¹ Generell ist anzumerken, dass die Karten Darstellungen absolute Werte zeigen, und daher der Eindruck erscheint, dass die Potenziale in den großflächigeren Gebieten im Norden höher sind.

Theoretisches Flächenpotenzial

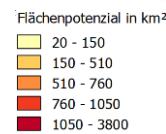
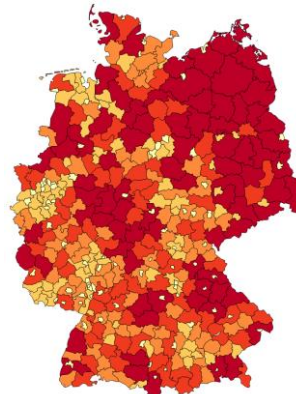
Eignungsklasse 1



Eignungsklasse 2



Ausschlussflächen



Regionalisierung und Clustering

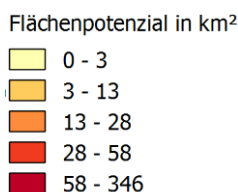
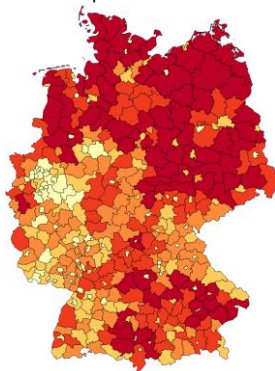
Abb. 05 Theoretische Flächenpotenziale von PV-Freiflächenanlagen in verschiedenen Eignungsklassen

Da die Verteilung der drei Eignungsklassen nahezu gleichverteilt auf den NUTS-3 Regionen liegen, wurde für die Reduktion der Fläche ausschließlich die Eignungsklasse eins verwendet. Gleichverteilt über alle Regionen wurden 22,5% des Potenzials von Eignungsklasse 1 als realistisch eingestuft, da dieser Wert ein installierbares Leistungspotenzial von 650 GW ergibt. Die regionale Verteilung sowie die resultierende Potenzialfläche sind in Abb. 06 links dargestellt.

Leistungspotenzial

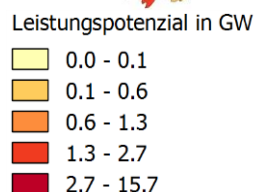
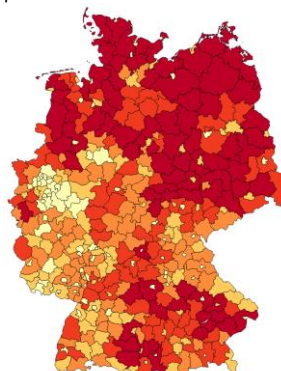
Die Annahme für das Leistungspotenzial ist, dass der Flächenverbrauch von PV-Freiflächenanlagen 0,022 km²/MW bzw. 45 MW/km² gemäß (BMVI 2015) entspricht. Das resultierende Leistungspotenzial für Deutschland ist unter dieser Annahme ca. 650 GW. Die regionale Verteilung ist in Abb. 06 (rechts) dargestellt.

Verwendetes Flächenpotenzial



Fläche gesamt: 14.290 km²
Anteil Bundesfläche: 4%

Leistungs- potenzial



Leistungspotenzial gesamt:
650 GW

Abb. 06 Realistische Potenziale für die Modellierung aufgeteilt in Flächenpotenzial (links) und Leistungspotenzial (rechts)

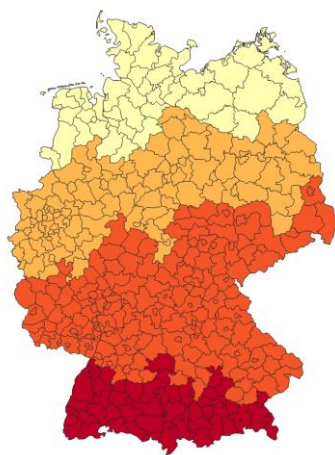
8.1.2

PV-Freiflächen Erzeugungspotenzial

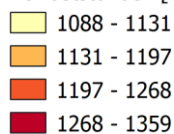
Um die Erzeugung und dessen Potenzial zu berechnen, wird folgendes Vorgehen gewählt. Erzeugungsprofile wurden anhand der Wetterdaten von 2015 mit renewables.ninja¹ für jeden Landkreis simuliert.

Auf Basis der Erzeugungskurve ergeben sich folgende regionalisierte Volllaststunden (vgl. Abb. 07 links). Mit den entsprechenden Potenzialflächen gewichtet ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden von 1200 h. Das Erzeugungspotenzial ergibt sich aus der Multiplikation der Erzeugungsprofile mit der potenziell installierbaren Leistung. Hohe Potenzialflächen sind insbesondere im Norden und im Süden Deutschlands. Bei den Volllaststunden ist ein deutliches Nord- Südgefälle zu beobachten (vgl. Abb. 07).

Volllaststunden

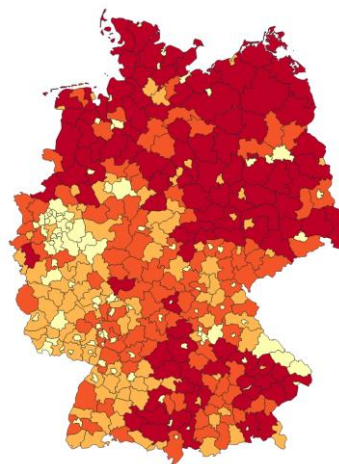


Volllaststunden [h]

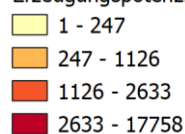


Mittelwert: 1200 Stunden

Erzeugungspotenzial



Erzeugungspotenzial [GWh]



Erzeugungspotenzial: 773 TWh

Abb. 07 Realistische Potenziale von PV-Freiflächenanlagen für die Modellierung aufgeteilt in Flächenpotenzial (links) und Leistungspotenzial (rechts)

8.1.3

PV-Aufdachanlagen - Flächenpotenzial und Leistungspotenzial

Neben den Freiflächen auf denen Photovoltaik Anlagen genutzt werden können, besteht eine weitere Nutzungsmöglichkeit in den PV-Aufdachanlagen. Flächenpotenzialuntersuchungen hierzu wurden in den letzten 18 Jahren für Deutschland bereits durchgeführt. Die Nutzung der verfügbaren Dachflächen steht in Konkurrenz zur Nutzung der Fläche für solarthermische Anlagen oder auch der hybriden Technologie PVT (Photovoltaik und Solarthermie). Abb. 03 zeigt, dass ca. 9%

¹ <https://www.renewables.ninja/>

der Fläche Deutschlands Siedlungsflächen sind. Auf dieser Basis wird die Potenzialbestimmung vorgenommen. Die detaillierte Beschreibung ist in (Taumann 2012).

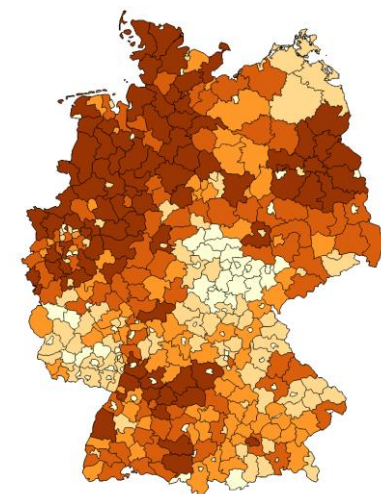
Die Aufdachpotenziale wurden jeweils für die Kategorien (1) Ein- und Zweifamilienhäuser und Reihenhäuser, (2) Mehrfamilienhäuser, (3) Gewerbe-Handel und Dienstleistungen sowie (4) Landwirtschaftliche Gebäude zugeordnet. Dabei wurde jeweils in 2 Qualitätsklassen unterteilt. Die Qualitätsklassen sind folgendermaßen definiert (Abb. 08):

Klasse	Dachart	Azimut-winkel	Neigungs-winkel	Verluste durch	
				Neigung (mittel) $f_{NEIGUNG}$	Abschattung und Verschmutzung (mittel) f_{LOSS}
Klasse I	Schrägdächer	0° bis ±45°	bis 60°	10 %	5 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	10 %
Klasse II	Schrägdächer	45° bis ±90°	bis 60°	15 %	10 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	15 %

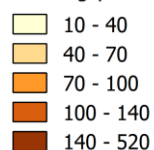
Abb. 08 Kategorisierung von PV-Aufdachpotenzialen

Die berechneten Potenzialflächen wurden um 40% der Fläche reduziert, um der Flächenkonkurrenz zur Solarthermie gerecht zu werden. Die Annahme wurde als realistisch eingeschätzt und könnte durch (BMVI 2015) bestätigt werden. Für die Berechnung der Leistungspotenziale wurde ein Flächenverbrauch von 7m² pro kWp angenommen, auch dies entspricht der Annahme aus (BMVI 2015). Die regionale Verteilung der Leistungspotenziale beider Klassen ist in Abb. 09 dargestellt. Als Summe beider Klassen ergeben sich rund 125 GW.

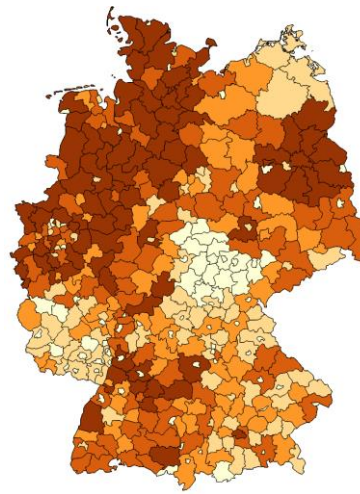
Qualitätsklasse 1



Leistungspotenzial Klasse 1 in MW



Qualitätsklasse 2



Leistungspotenzial Klasse 2 in MW

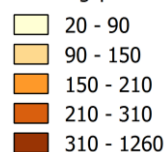


Abb. 09 Leistungspotenziale für Aufdachanlagen (links) Qualitätsklasse 1 und (rechts) Qualitätsklasse 2

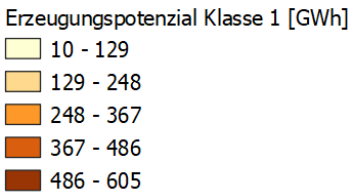
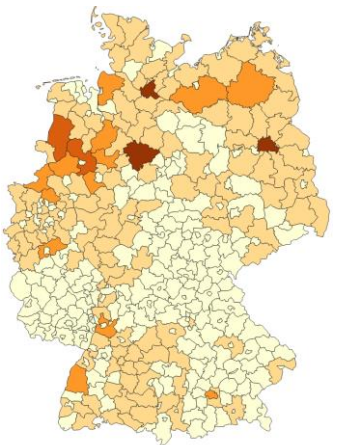
Leistungspotenzial Summe: 38,7 GW

Leistungspotenzial Summe: 85,9 GW

8.1.4
PV-Aufdachanlagen - Erzeugungspotenzial

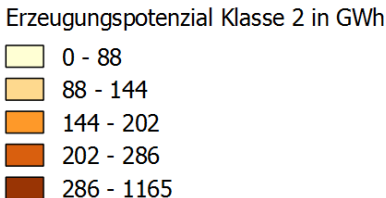
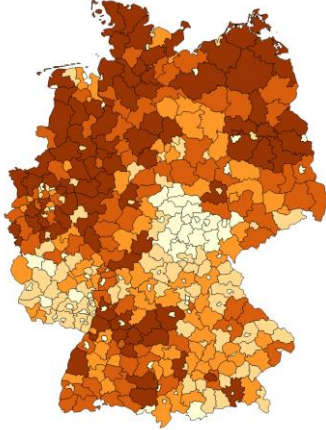
Für die beiden Qualitätsklassen werden unterschiedliche Erzeugungsprofile verwendet. Die Qualitätsklasse 1 beinhaltet die südausgerichteten Flächen. Die Erzeugungskurven für diese Flächen werden mit denselben Profilen berechnet, wie für PV-Freiflächenanlagen.
Für Qualitätsklasse 2 wurden auf Basis der Volllaststunden für südausgerichtete Anlagen 6 Standorte gewählt und mit renewables.ninja berechnet. Das genutzte Profil ist die Aggregation aus Ost- und Westprofil mit jeweiligem Neigungswinkel von 35 Grad. Die Erzeugungspotenziale ergeben sich wie in Abb. 10 dargestellt.

Erzeugungspotenzial Südausrichtung



Erzeugungspotenzial Summe:
46,5 TWh

Erzeugungspotenzial Ost-West
ausgerichtete Anlagen



Erzeugungspotenzial Summe:
79 TWh

Abb. 10 Erzeugungspotenzial für südausgerichtete Dachanlagen (links) und ost-west ausgerichtete Dachanlagen (rechts)

8.1.5
Windkraftanlagen Flächen – und Leistungspotenzial

Die Ermittlung des Flächenpotenzials für Windkraftanlagen erfolgt anhand eines GIS basierten Ansatzes, in dem zunächst alle Flächen ausgeschlossen werden, die nicht für die Errichtung von WKA in Frage kommen. In Abb. 11 ist dargestellt, welche Flächen dabei wie berücksichtigt werden.

Eingeschlossene Flächen		Ausgeschlossene Flächen	
Typ	Flächenanteil Deutschland	Typ	Flächenanteil Deutschland
Kulturfähiges Land	37,91%	Städtische Gebiete	6,49%

Abb. 11 Liste der ein- und ausgeschlossenen Flächen für Windpotenziale

Dauerkulturland	0,70%	Industrie, GHD und Verkehrswege	1,15%	Regionalisierung und Clustering
Weideland	12,28%	Minen, Mülldeponien und Baugebiete	0,34%	
Heterogene Landwirtschaftliche Fläche	8,64%	Künstlich und nicht landwirtschaftlich kultiviert	0,42%	
Wald	29,09%	Inländische Gewässer	1,11%	
Sträucher und Krautige Vegetation	1,20%	Marine Gewässer	0,06%	
Offene Flächen mit wenig oder keiner Bepflanzung	0,14%			
Inländische Feuchtgebiete	0,39%			
Marine Feuchtgebiete	0,07%			

Abb. 12 zeigt die Flächen die besonders geeignet sind (Kriterien hierfür sind Abstandsregelungen zu (Stromnetzen, Naturschutzgebieten) sowie Neigung und Ausrichtung der Fläche).

Eignungsklasse 1

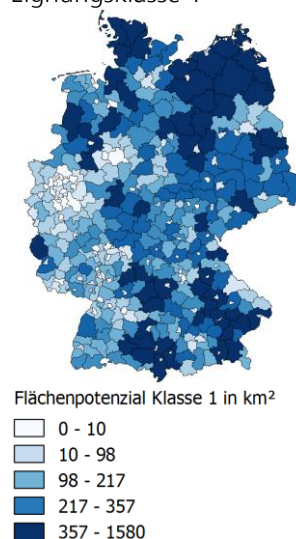


Abb. 12 Theoretisches Flächenpotenzial für Wind – onshore Anlagen an gut geeigneten Standorten

Da die Flächen, die für Wind theoretisch nutzbar wären, in Konkurrenz zu der ursprünglichen Flächennutzung (Wald, Weide und Ackerfläche) aber auch zu PV-Freiflächen (Ackerfläche) muss die berechnete Fläche um einen geeigneten Wert reduziert werden.

Abb. 13 zeigt ein Vergleich verschiedener Studien. Die Studie (Fraunhofer IWES 2011) kommt dabei zum Schluss, dass eine Annahme von 2% der bundesweiten Fläche einer realistischen Potenzialannahme entspricht. Der berücksichtigte Flächenverbrauch dabei ist 25,6 MW/km². Während (UBA 2013) keine solche Aussage trifft. (BMVI 2015) kommt zu dem Schluss, dass 1,7 % restriktionsfrei nutzbar sind. Je nach weiterer Bewertungsmethode können 2,9 – 9,2 % eingeschränkt nutzbar sein. Der angenommene Flächenverbrauch ist 20,6 MW/km².

Quelle	Flächenpotenzial in km ²	Anteil Bundesdeutsche Fläche	Leistungspotenzial	Regionalisierung und Clusterung Abb. 13 Literaturvergleich zu Wind Flächenpotenzialen
		22% davon		
(Fraunhofer IWES 2011)	49.993	ohne Restriktionen	7,9 %	1280 GW
	15.725	Nutzbarer Wald ohne Schutzgebiet	4,4%	400 GW
	71.420	Nutzbare Schutzgebiete	10,1 %	92.400 GW
	Realistisches Potenzial	2 %		198 GW
(UBA 2013)	49,361 (verfügbares Flächenpotenzial)	13,8%		1.190 GW
(BMVI 2015)	Restriktionsfreie Fläche	1,7%		125 GW
	Restriktionsfläche mit eingeschränkter Nutzbarkeit (n-Ansatz)	9,2%		676 GW
	Restriktionsfläche mit eingeschränkter Nutzbarkeit (n-Ansatz)	2,9%		200 GW

Energiesystemstudien gehen von installierbaren Leistungen von etwa 189 GW (Henning und Palzer 2015) aus. Ein Literaturvergleich über benötigte Windleistungen, um CO₂-Minderungsziele von 80-100% zu erreichen zeigt, dass Wind Leistungen bis zu 250 GW benötigt werden. (Jülch et al. 2018) Da in der vorliegenden Studie unter anderem der kostengünstigste Technologiemix untersucht werden soll, ist es notwendig, der Konkurrenzsituation zu PV-Freiflächenanlagen gerecht zu werden. Zur Modellierung werden daher 25,5 % der Potenzialflächen der Klasse 1 berücksichtigt (6% der bundesweiten Fläche 21.700 km²). Dies ergibt eine installierbare Leistung von 500 GW, unter Berücksichtigung eines Flächenverbrauchs von 23 MW/km².

8.1.1

Windkraftanlagen Erzeugungspotenzial

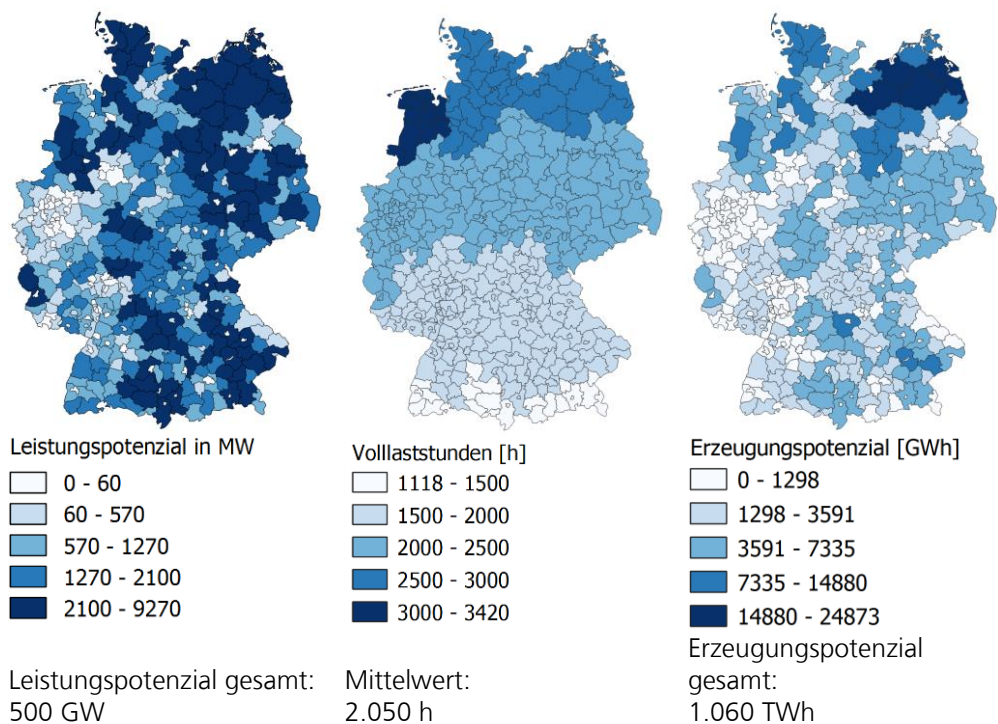
Für alle Landkreise wurde ein Standort gewählt, für den mit der Software renewables.ninja ein Erzeugungsprofil generiert wurde. Das Basis Jahr hierfür ist 2015. Die Erzeugung resultiert in einem Gesamtpotenzial von etwa 1000 TWh (siehe Abb. 14).

Verwendetes Potenzial
Leistungspotenzial

Volllaststunden

Erzeugungspotenzial

Abb. 14 Leistungspotenzial (links), Volllaststunden (mitte) und Erzeugungspotenzial (rechts) von Wind-onshore Anlagen



8.1.2 Biomasse Potenzial

Die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung ist umstritten, stellt jedoch einen wichtigen Bestandteil der Bereitstellung von erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich Wärme und Verkehr dar. (Fraunhofer ISI 2017) Zahlreiche Biomassepotenzialstudien sind bereits erschienen doch unterschiedliche Ergebnisse, aufgrund unterschiedlicher Methoden und inhaltlicher Komplexität bezüglich der gleichen Biomasse sind Ergebnis der Studien. Im Bereich der Biomasse gibt es eine Vielzahl an Einzelbiomassen. In (Borowski et al.) wurden 93 Einzelbiomassen klassifiziert. Der Großteil der Biomassepotenziale ergibt sich durch Holz- und forstwirtschaftliche Reststoffe (43%), 30% durch landwirtschaftliche Nebenprodukte und 8% durch Siedlungsabfälle. Derzeit wird 1% der Biomasse-Reststoffpotenziale genutzt.

Für diese Studie ist ausschließlich das Potenzial für die energetische Nutzung in Biogasanlagen (BHKW), in denen gleichzeitig Strom und Wärme produziert wird relevant, da ausschließlich der Stromsektor betrachtet wird. Daher werden nur die Potenziale der landwirtschaftlichen Nebenprodukte (Gülle und Mist) sowie organische Abfälle betrachtet. Nachwachsende Rohstoffe werden auf Grund von Nahrungsmittelkonkurrenz nicht berücksichtigt und Biomasseimporte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, da der potenzielle Selbstversorgungsgrade der Regionen zu bestimmen ist. Abb. 15 zeigt einen Literaturvergleich von Studien zum Biomassepotenzial.

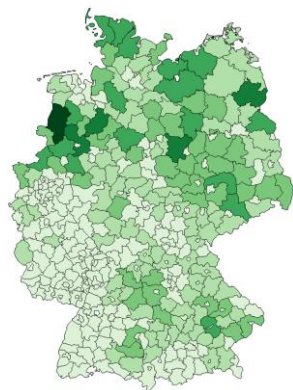
Quelle	Potenzialart	Erzeugungspotenzial
(BMVI 2015)	Biomasse-Reststoffe	Technisches Potenzial 945 PJ/a
	Biomasse-Reststoffe	Erschließbares Potenzial 25 TWh/a
	Biomasseanbau	Potenzial in 2020 27,8 TWh (3,7 GW)
(Fraunhofer ISI 2017)	Biomasseanbau	379 PJ/a
	Rest- und	724 PJ/a

Abb. 15 Literaturvergleich Erzeugungspotenziale durch Biomasse

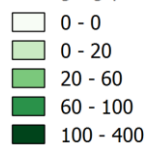
	Abfallstoffe				Regionalisierung und Clustering
	Biomasseimporte		331 PJ/a		
	Gesamt		1443 PJ/a	(400 TWh)	
	Gesamt ohne Importe		300 TWh		
(Taumann 2012)	Gülle & Mist		23,2 TWh		
	Energiepflanzen		50,1 TWh		
	Bioabfälle		1,7 TWh		
(Borowski et al.)	Biomasse-Reststoffe	Theoretisches Potenzial	151,1 Mio T TM		
(Günther et al. 2017)	Gülle Mist und organische Abfälle		30 TWh		

Für dieses Projekt wurde mittels statistischer Daten¹ das regionale Aufkommen an Biomassepotenzialen bestimmt. Die detaillierte Bestimmung ist in (Taumann 2012) beschrieben. Für nachwachsende Rohstoffe wurden 0.6 Mio. ha Fläche angenommen, dies entspricht ca. 5,2% der Ackerfläche Deutschlands. Insgesamt wird ein Erzeugungspotenzial von 40 TWh angenommen. Die regionale Verteilung des Erzeugungspotenzials ist in Abb. 16 dargestellt.

Verwendetes Potenzial
Landwirtschaftliche
Reststoffe

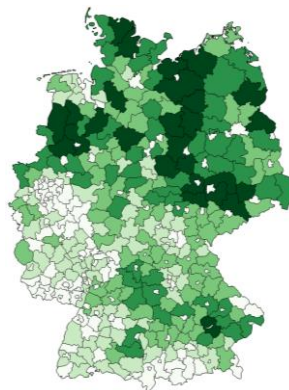


Erzeugungspotenzial GM in GWh

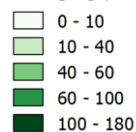


Erzeugungspotenzial
23 TWh

Energiepflanzen

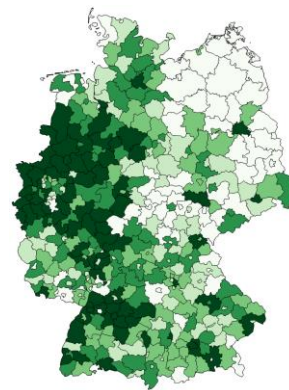


Erzeugungspotenzial NaWaRo in GWh

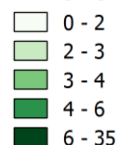


Erzeugungspotenzial
15 TWh

Organische Abfälle



Erzeugungspotenzial OW in GWh



Erzeugungspotenzial
1,7 TWh

Abb. 16 Erzeugungspotenzial
Biomasse für die Kategorien
landwirtschaftliche Reststoffe
(links), Nachwachsende Rohstoffe
(mitte) und organische Abfälle
(rechts)

Die derzeitige Stromerzeugung aus Biomasse ist 46 TWh und liegt damit noch über dem Wert, der als Potenzial angelegt ist.

¹ Viehbestände, Bodennutzung, Ernteerträge, Aufkommen an getrennt erfassten organischen Abfällen der Kommunen

(Günther et al. 2017) gehen von 30 TWh in 2050 aus, dieser Wert liegt noch weiter unterhalb der heutigen Produktion. Daher wird in einem weiteren Szenario ausschließlich das Aufkommen aus Gülle und Mist sowie organischen Abfällen berücksichtigt, die auf Basis unserer Berechnungen zu rund 25 TWh führen.

8.1.3 Wasserkraftpotenzial

Für Wasserkraft wird gemäß (Anderer et al. 2012) davon ausgegangen, dass das Erzeugungspotenzial aus Wasserkraftanlagen bei rund 25 TWh liegt. Das sind ca. 4,5 TWh mehr als im Jahr 2017. Bei durchschnittlichen Volllaststunden von 3.600 h/a ergibt sich eine zusätzliche Kapazität von 1GW. Dieses Potenzial beruht vor allem auf der „Optimierung und Modernisierung oder die Reaktivierung von Wasserkraftanlagen an bereits bestehenden Stauhaltungen“ (Anderer et al. 2012). Für die Standortwahl werden daher ausschließlich die bestehenden Anlagenstandorte berücksichtigt.

8.1.4 Wasserkraft (Bestand)

Quelle			
Anlagenstammdaten	Alle EEG vergüteten Anlagen		0,9 GW
BNetzA	Alle Anlagen >10 MW		5,5 GW
Energy Charts/ Agorameter			5,6 GW
Energy Charts	Erzeugung 2015	in	18,81 TWh
Energy Charts	Erzeugung 2016	in	20,66 TWh
Energy Charts	Erzeugung 2017	in	20,48 TWh
Energy Charts	Durchschnittliche Volllaststunden	Errechnet aus Leistung und Erzeugung	3600 h/a

Abb. 17 Literaturvergleich Bestand Wasserkraftanlagen

Der Wasserkraftanlagenbestand summiert sich zu 5,5 GW. Davon sind 1,4 GW in Österreich installiert, speisen aber in das deutsche Netz ein. 0,3 GW können regional nicht zugeordnet werden. 1,3 GW sind laut Liste der Bundesnetzagentur EEG vergütete Anlagen, die in der vorliegenden Liste nur nach Bundesland zugeordnet sind. In den Anlagenstammdaten sind jedoch nur 0,9 GW aufgeführt. Dies ergibt eine Lücke von 0,4 GW, die nicht regional zugeordnet werden können. Diese werden auf alle Regionen, in denen Wasserkraft installiert ist gleich verteilt.

8.2 Clusterung von Regionen

Um angemessene Rechenzeiten für die Systemoptimierung zu gewährleisten hat sich in mehreren Versuchsläufen gezeigt, dass eine Anzahl von Regionen um die 50 gut geeignet ist. Um die Regionen entsprechend zu aggregieren wurde folgendes Vorgehen gewählt.

8.2.1 Beschreibung der Methodik

1) Definition und Auswahl geeigneter von Kriterien zur Clusterung von Regionen

Regionalisierung und Clusterung

Für die Clusterung der Regionen wurden unterschiedliche Kriterien untersucht. Das momentane Selbstversorgungspotenzial, die Zielsetzung (Abb. 18), die potenzielle Selbstversorgungsrate sowie das Netz.

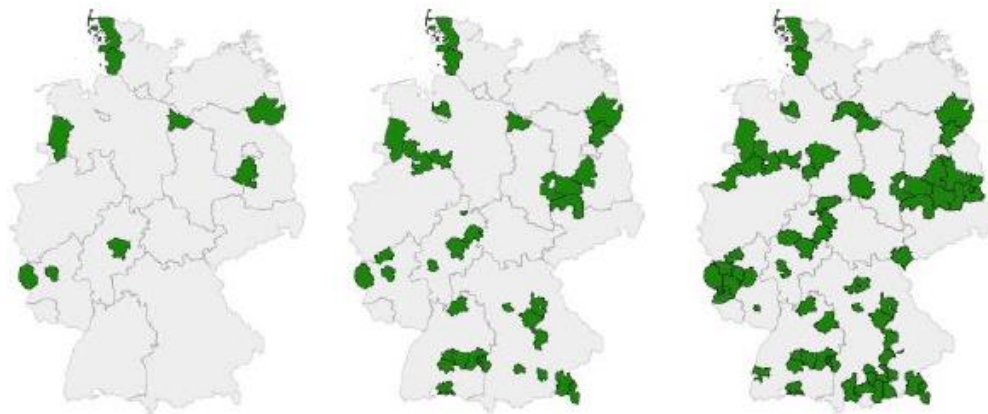


Abb. 18 Regionen mit 100% erneuerbaren Selbstversorgungszielen in 2015 (links), 2030 (mitte) und 2050 (rechts)

Quelle: (Senkpiel et al. 2016)

Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen wurde definiert, dass eine Clusterung anhand der potenziellen Selbstversorgung am besten geeignet ist, da sich die regionalen Zielsetzungen mit der Zeit ändern, genauso wie die momentane Selbstversorgungsrate. (Senkpiel et al. 2016) Mehrere Faktoren bei der Clusterung mit zu berücksichtigen, wie beispielsweise die potenzielle Selbstversorgungsrate, sowie das Übertragungsnetz erschien nicht sinnvoll, da die Kriterien gewichtet werden müssen. Zudem ist eine Clusterung anhand der potenziellen Selbstversorgungsrate gut geeignet, da sie als direkte Modellkopplungsgröße in das Optimierungsmodell einfließen kann. Es wurde anhand der statistischen Varianz drei verschiedene Regionentypen eingeführt, die als Basis der Clusterung dienen.

2) Wahl geeigneter Clustermethoden

Für die Clustermethode wurden verschiedene Methoden durchgeführt. Eine automatisierte Clusterung unter Vorgabe von der erwünschten Anzahl an Regionen, oder der Minimalfläche der Regionen führte allerdings nicht zu den gewünschten Ergebnissen, sodass letztendlich eine händische Clusterung von benachbarten Regionen als am besten geeignet erschienen und durchgeführt wurde.

8.2.1 Ergebnisse

Für die Bestimmung der potenziellen Selbstversorgungsgrade wurde das Erzeugungspotenzial aus der Potenzialanalyse als Basis genommen und auf die Stromlast bezogen. Zusammengefasst ergibt sich für die einzelnen Landkreise folgendes erneuerbares Erzeugungspotenzial aus PV-Freiflächen, PV-Aufdachanlagen, Wind-onshore, Biogas und Wasserkraftanlagen. Dabei wurden zunächst zwei Biogasszenarien unterschieden. Insgesamt zeigt sich jedoch nur ein geringer Effekt durch die Hinzunahme von nachwachsenden Rohstoffen, sodass diese aus Gründen der Nahrungsmittelkonkurrenz vernachlässigt werden.

Die Lastverteilung wurde aus dem Projekt OpenEGo übernommen. Die Erstellung der Nachfragerregionen ist in (Hülk et al. 2017) beschrieben. Die Gesamtlast basiert auf Daten der ENTSOE. Das Erzeugungspotenzial sowie die Lastverteilung ist in Abb. 19 und die Technologieanteile am Gesamterzeugungspotenzial sind in Abb. 20 dargestellt.

Regionalisierung und Clusterung

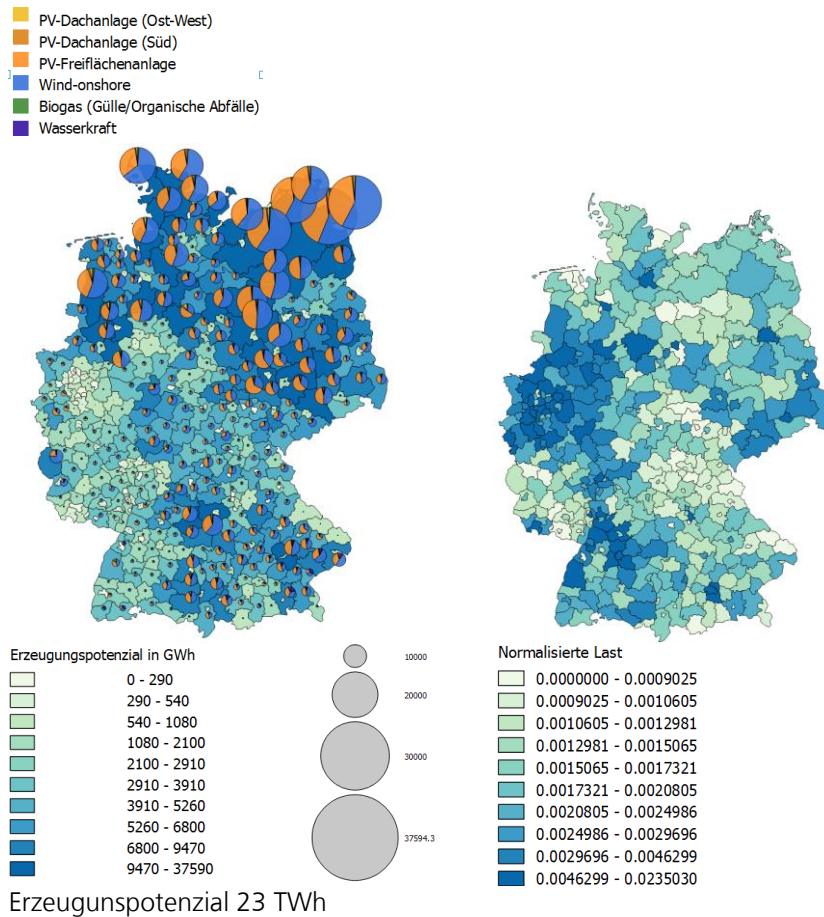


Abb. 19 Regionales erneuerbares Erzeugungspotenzial auf Basis eigener Berechnungen (links) und regionalisierte Verteilung der Stromnachfrage(rechts) auf Basis von (Hülk et al. 2017)

Technologie	Erzeugungspotenzial	Anteil am Gesamtpotenzial
PV-Aufdach (Süd)	46,5 TWh	2,3%
PV-Aufdach (Ost-West)	79 TWh	3,9%
PV-Freiflächen	773 TWh	38,5%
Wind-onshore	1.060 TWh	52,8%
Biogas (ohne NaWaRo)	25 TWh	1,2%
Wasserkraft	25 TWh	1,2%

Abb. 20 Technologieanteile am Erzeugungspotenzial Erneuerbarer Energien

Für die Ermittlung des erneuerbaren Selbstversorgungspotenzials werden drei verschiedene Lastszenarien gemäß der Deskriptoren (siehe Anhang) angenommen. Die Verteilung der Last ist wie in Abb. 19 beschrieben. Diese unterscheiden sich insbesondere bezüglich dem Grad der Sektorkopplung. Die Berechnung der erneuerbaren Potenziale beruht auf dem oben beschriebenen Vorgehen.

Selbstversorgungsrate bei unterschiedlicher Stromnachfrage

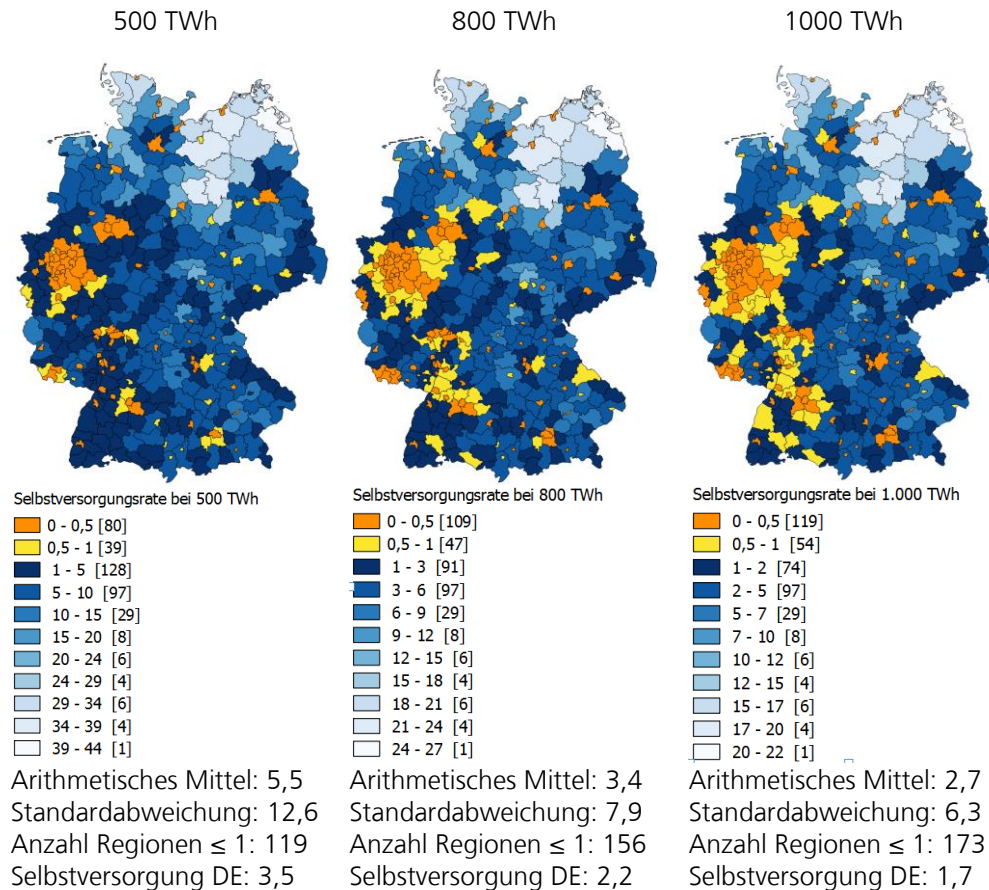
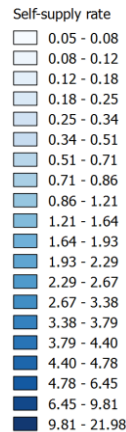
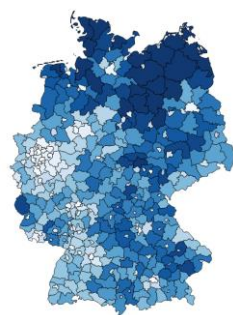


Abb. 21 Selbstversorgungsrate der Landkreise bei unterschiedlichen Stromnachfrageszenarien

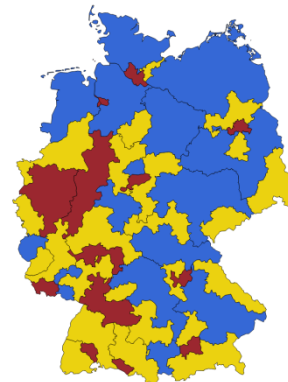
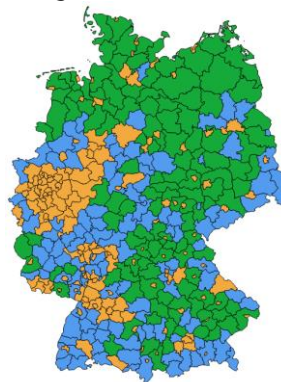
Abb. 21 zeigt die regional aufgelösten Selbstversorgungsraten der einzelnen Landkreise bei unterschiedlicher Last. Insbesondere die kreisfreien Städte haben sehr geringe Selbstversorgungsraten, bedingt durch relativ geringe Potenziale bei gleichzeitig hoher Last. Bei eher geringer Nachfrage von 500 TWh (entspricht etwa der heutigen Nachfrage) kann sich insbesondere das Ruhrgebiet nur zu geringen Teilen bilanziell mit Strom selbstversorgen.

Für die Clusterung wurden das Selbstversorgungspotenzial bei hoher Nachfrage (1.000 TWh) genutzt. Im Anschluss wurden die Regionen, anhand Ihrer Häufigkeit in drei Klassen unterteilt (0-0,8; 0,8 – 3 sowie größer als 3 fache Selbstversorgung). Anschließend wurden die Regionen zusammengeschlossen, die in der gleichen Selbstversorgungskategorie und benachbart sind. Die Clusterung wurde so durchgeführt, dass ca. 50 Regionen entstehen (Abb. 22).

Selbstversorgungsrate



Selbstversorgungsrate - Geclusterte Regionen kategorisiert



Regionalisierung und Clusterung

Abb. 22 Selbstversorgungsrate der Landkreise bei 1.000 TWh Stromnachfrage in 2050 (links), Kategorisierung der Regionen in niedriges, mittleres und hohes Selbstversorgungspotenzial (mitte) sowie Ergebnis der händischen Clusterung in 49 Regionen (rechts)

12 Regionen Gering:
Anzahl NUTS3 Regionen
geringer Selbstversorgungsgrad
(<0.8) = 192

0 - 0.8
0.8 - 3
> 3

Hoch
Mittel
Gering

24 Medium: Anzahl NUTS3
Regionen geringer
Selbstversorgungsgrad (0.8 - 3)
=148

15 High: Anzahl NUTS3
Regionen geringer
Selbstversorgungsgrad (>3) =
157

8.2.2 Diskussion

Die Anforderungen an die Clusterung von Regionen liegen in diesem Projekt darin, dass eine geeignete Anzahl an Modellknoten erreicht werden müssen. Dabei sollen die Regionen, die zusammengeschlossen werden ein ähnliches Potenzial zur Selbstversorgung aufweisen, da für die Modellierung regionale Selbstversorgungsziele in unterschiedlicher Höhe pro Regionentyp gesetzt werden. Eine weitere Voraussetzung für den Zusammenschluss ist, dass die Regionen benachbart sind und jeweils mindestens einen Netzknoten zum Übertragungsnetz haben müssen.

Die angewandte Methode erscheint für die Beantwortung der Fragestellung sinnvoll, jedoch konnte im Rahmen des Projektes keine Methodik gefunden werden, die eine automatisierte Clusterung der Regionen durchführt und gleichzeitig zu einem aus Anwenderperspektive sinnvollen Ergebnis führt.

8.3 Clusterung von Zeitschritten

Ähnlich wie im vorher beschriebenen Fall der Reduktion von Regionen muss aus Gründen der Rechendauer auch die Auswahl der Zeitschritte reduziert werden.

8.3.1

Beschreibung der Methodik

Da der Fokus des Modells auf der Investitionsplanung ist, werden verschiedene Kriterien bei der Auswahl der Zeitschritte berücksichtigt:

1) Extremzeitschritte pro Jahr

Die Extremzeitschritte sind durch minimale und maximale Last sowie Erneuerbare Erzeugung im Basisjahr definiert.

2) Kritische Netznutzungsfälle

Ziel der Netznutzungsfälle ist die maximalen Belastungen des Netzes abzubilden. Mit den Netznutzungsfällen soll gezeigt werden, dass das Netz während der maximalen Belastungen hinreichend stabil ist. Es wird davon ausgegangen, dass während der restlichen Zeit keine Instabilitäten auftreten. Ziel ist es alle maximalen Belastungen zu erfassen, die durch hohe Transite von Nord nach Süddeutschland entstehen. Zudem werden Fälle mit hohem, niedrigem Verbrauch sowie hoher und niedriger konventioneller Energieerzeugung abgedeckt.

3) Repräsentative Tage pro Jahreszeit und Jahr

Neben den Extremzeitschritten, sowie den netzkritischen Zeitpunkten werden repräsentative Tage ausgewählt. Folgende Zeitreihen werden hierbei berücksichtigt:

- Windeinspeisung (stündlich, NUTS3)
- PV-Einspeisung (stündlich, NUTS3)
- Elektrische Last (stündlich, NUTS3)

Da die tatsächliche Erzeugung endogenes Modellergebnis ist, wird mit dem Erzeugungspotenzial gerechnet.

Die Auswahl der Zeitschritte wird mit dem kmedios Algorithmus (Bauckhage 2015) bestimmt. Unter Vorgabe der Anzahl der Cluster wird der Tag bestimmt, an dem der Fehler zum Clusterzentrum minimal ist und dadurch das Cluster am besten repräsentiert. In Vorabuntersuchungen wurde der Zusammenhang zwischen Modelllaufzeit und der Auswahl der Zeitschritte durchgeführt. Die Anzahl der Tage, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden sind auf dieser Basis festgelegt. Für alle Modelljahre werden die gleichen Zeitschritte berücksichtigt, da die gewählten Tage am repräsentativsten sind. Es wird je ein Winter, Frühjahr, Sommer und Herbsttag gewählt, sowie die vier repräsentativsten Tage des Gesamtjahres.

Im Anschluss werden die gewählten Zeitreihen anhand der Vollaststunden für Wind und PV skaliert.

8.3.2

Ergebnisse

1) Extremzeitschritte pro Jahr

24.11.2015 17:00	Maximale Nachfrage
25.05.2015 03:00	Minimale Nachfrage
25.07.2015 12:00	Maximale Erzeugung
29.10.2015 16:00	Minimale Erzeugung

Abb. 23 Extremzeitschritte im Basisjahr

2) Kritische Netznutzungsfälle

EE	Dargebot	EE	Dargebot	Verbrauch	Verbrauch	Zeitstempel
Nord		Süd		Nord	Süd	
Hoch		Hoch		Niedrig	Niedrig	25.07.2015 12:00
Hoch		Niedrig		Niedrig	Hoch	03.05.2015 11:00
Hoch		Niedrig		Niedrig	Niedrig	03.05.2015 10:00
Niedrig		Hoch		Niedrig	Niedrig	10.01.2015 01:00
Niedrig		Hoch		Hoch	Niedrig	10.01.2015 01:00
Niedrig		Niedrig		Hoch	Hoch	20.01.2015 17:00
Niedrig		Niedrig		Hoch	Niedrig	29.10.2015 16:00
Niedrig		Niedrig		Niedrig	Hoch	29.10.2015 17:00

Regionalisierung und Clusterung

Abb. 24 Stunden der kritischen Netznutzungsfälle

3) Repräsentative Tage pro Jahreszeit und Jahr

Unter Anwendung der Methodik ergeben sich folgende Tage:

Datum	Wochentag	Häufigkeit	Repräsentativ für
10.03.2015	Dienstag	88	Winter
17.06.2015	Mittwoch	93	Frühjahr
12.08.2015	Mittwoch	94	Sommer
29.10.2015	Donnerstag	89	Herbst
13.10.2015	Dienstag	63	Ganzes Jahr 2015
04.04.2015	Samstag	108	Ganzes Jahr 2015
09.06.2015	Dienstag	138	Ganzes Jahr 2015
15.01.2015	Donnerstag	56	Ganzes Jahr 2015

Abb. 25 Repräsentative Tage

8.3.3 Diskussion

Generell ist es für den vorliegenden Anwendungsfall notwendig, Zeitschritte zu reduzieren, um Rechenzeit zu sparen. Grundsätzlich führt die Reduktion der Zeitschritte zu Ungenauigkeiten in den Modellergebnissen. In der Literatur werden verschiedene Ansätze vorgestellt und für Stromsystemausbauplanungsmodelle angewandt. (Ponclet et al. 2015) stellt einen Ansatz vor, für den für die Auswahl von repräsentativen Tagen ein Optimierungsproblem aufgestellt wird, und dadurch zu besseren Ergebnissen führt als die üblichen Ansätze, jedoch ist die dieser Prozess an sich mit hohem Rechenaufwand verbunden. (Nahmmacher et al.) zeigen einen Ansatz, in dem nach dem Ward Algorithmus Zeitschritte geclustert werden und dabei multidimensionale Inputdaten verwendet werden. Unser Vorgehen ist damit gut in den Stand der Wissenschaft einordbar und orientiert sich daran, eine Vielzahl an Kriterien bei der Auswahl von repräsentativen Zeitschritten zu berücksichtigen und erscheint daher als gut geeignet.

8.4 Methoden zur Reduktion des Netzes

Aufgrund der hohen Knotenanzahl des deutschen Übertragungsnetzes ist es nicht möglich dieses in direkt in ENTIGRIS zu abbilden. Da jeder abgebildete Knoten die Komplexität des Optimierungsproblems erhöht und so die Lösungsdauer

unangemessen lang wird, werden Methoden untersucht die Knotenanzahl des Stromnetzes zu reduzieren.

In 8.2 werden Methoden beschrieben, wie Regionen unter Berücksichtigung von sozioökonomischen Faktoren, installierten erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten, Potentialen für erneuerbare Energien und dem Stromnetz zu Clustern zusammengefasst werden. Die Cluster werden so gewählt, dass sie jeweils mindestens einen Netzknoten enthalten. Sind in einem Cluster mehr als ein Knoten, muss das Netz reduziert werden. Die Netzreduktion beschreibt den Vorgang, wie das Stromnetz anhand von vorher definierten Clustern reduziert und angepasst wird. Innerhalb des Projektes wurde (Biener et al. 2018) veröffentlicht. In dem Papier werden Methoden zur Netzreduktion gegenübergestellt und anhand von Fehlermaßen bewertet. In dem Papier werden das verwendete Stromnetzmodell und die getroffenen Annahmen beschrieben.

8.4.1

Ergebnisse und Diskussion

Die beste Methodik zur Reduktion von Stromnetzen ist der in Abb. 26 visualisierte Kupferplattenansatz. Für jedes Cluster werden alle gänzlich innen liegende Leitungen (*Inner-Cluster-Leitungen*) und Knoten durch einen virtuellen Knoten ersetzt. Leitungen zwischen zwei verschiedenen Clustern (*Inter-Cluster-Leitungen*) bleiben bestehen. Das Netz innerhalb des Clusters wird also als verlustfreie Kupferplatte repräsentiert, an der die jeweiligen Inter-Cluster-Leitungen angebunden sind. Die Leistungsdaten an den Knoten werden aggregiert. Die Leitungsparameter, wie Impedanzen und geographische Längen der Inter-Cluster-Leitungen bleiben dabei erhalten.

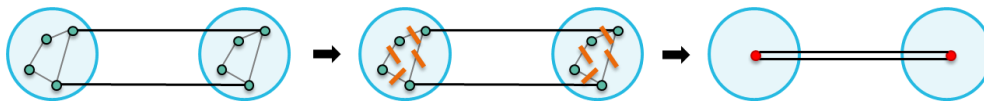
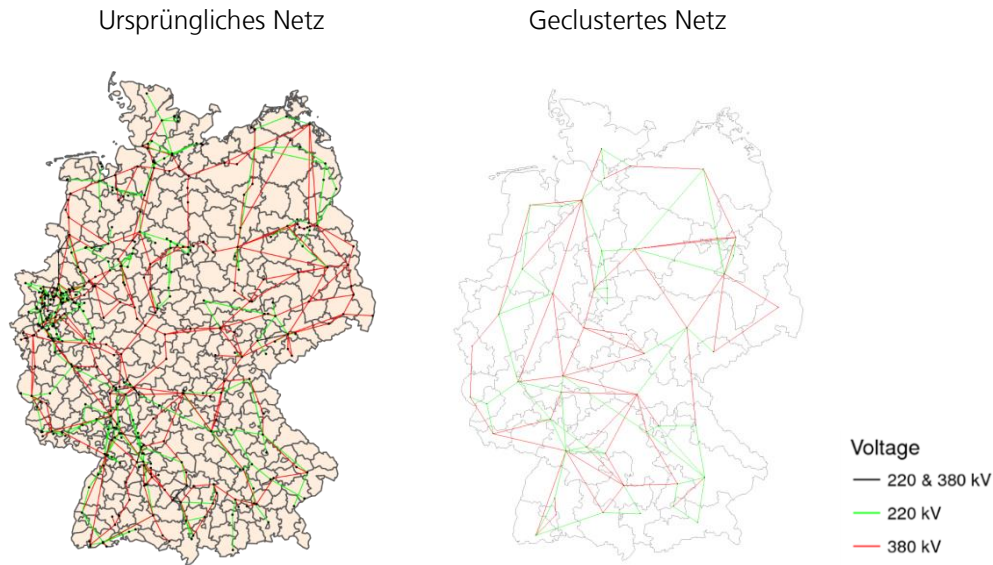


Abb. 26 Prinzip des Kupferplattenansatzes: Intra-Cluster-Leitungen eines Clusters werden durch eine verlustfreie Kupferplatte und damit einen Knoten ersetzt. Inter-Cluster Leitungen behalten ihre Länge bei

Die betrachteten Fehlermaße anhand der der Kupferplattenansatz als der Beste identifiziert wurde, bewerten zum einen insgesamt, inwiefern die Leistungsflüsse im reduzierten Netz von den Leistungsflüssen im originalen Netz abweichen. Außerdem werden Fehlermaße erhoben, die darstellen inwiefern Entscheidungen ob Netzausbau notwendig ist oder nicht mit dem reduzierten Netz richtig getroffen werden können. Die Fehlermaße zeigen, dass der Zielkonflikt einer geringen Laufzeit des Energiesystemoptimierers durch eine geringe Knotenanzahl, und einer hohen Erkennungsrate von überlasteten Leitungen, durch eine hohe Knotenanzahl, nicht durch eine Reduktionsmethodik aufgelöst werden konnte.

Abb. 27 zeigt zum einen das ursprüngliche Übertragungsnetz und zum anderen das reduzierte Netz auf Basis der Regionen, die für die Modellierung zusammengeschlossen wurden. Dies dient als Basis für die Optimierung mit dem ENTIGRIS Stromausbaumodell.



Modellentwicklung

Abb. 27 Ursprüngliches Übertragungsnetz (links) und geclustertes Übertragungsnetz auf Basis der geclusterten Modellregionen (rechts)

9 Modellentwicklung

9.1 Strommarktmodell ENTIGRIS

Das Modell basiert auf den Vorarbeiten von (Kost 2015) und wurde in verschiedenen Projekten eingesetzt (siehe (Kost et al. 2015), (Fraunhofer ISE 2019)).

9.1.1 Kategorisierung von ENTIGRIS

Im Folgenden wird die grundlegende Logik des Strommarktmodells ENTIGRIS beschrieben. Abb. 28 zeigt das Modellschema.

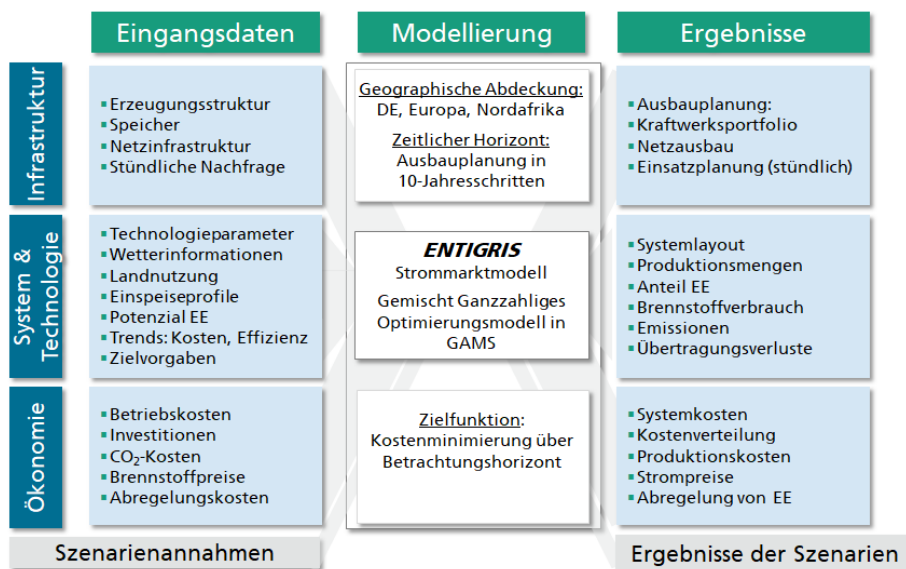


Abb. 28 Struktureller Aufbau des Strommarktmodells ENTIGRIS.

Der Modellkategorisierung von (Ringkjøb et al. 2018) folgend kann das Modell folgendermaßen beschrieben werden:

Modellentwicklung

Ziel und Zweck: Das Modell ist ein Betriebseinsatzmodell in Kombination mit einer Investitionsentscheidungsunterstützung und folgt dem Ansatz der perfekten Voraussicht.

Methodik: Das ENTIGRIS Modell ist ein Optimierungsmodell. Durch die Abbildung des Netzes ist es ein gemischt ganzzahlig lineares Optimierungsproblem (MILP). Die Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der Gesamtkosten (für Betrieb- und Ausbau) von Energiewandlern, -speichern sowie des Übertragungsnetzes.

Ansatz: Das Modell folgt einem bottom-up Ansatz, der darauf beruht, dass die Technologien im Detail abgebildet sind.

Zentrale Einheit des Modells: Das Modell fokussiert sich auf den Stromsektor sowie die Übertragungsnetze.

Auflösung: Die räumliche Auflösung für das Projekt AutGrid sind die 49 Regionen wie in 8.2 dargestellt. Die zeitliche Auflösung sind Stundenwerte, unter Berücksichtigung von Extremzeitschritten, netzrelevanten Zeitschritten sowie repräsentativen Tagen wie in 8.3 dargestellt. Dabei werden Stützjahre berücksichtigt (2020, 2030, 2040 und 2050). Technologisch bildet das Modell folgende **Wandler** ab: Wind-onshore Anlagen, PV-Freiflächen Anlagen, PV-Aufdachanlagen, Biogasanlagen, Laufwasserkraftwerke, Gas-und-Dampfturbinen (GuD), Gasturbinen (GT), Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Kernkraftwerke, sowie Ölkraftwerke ab.

Als **Speicher** sind Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sowie Batteriespeicher abgebildet. Des Weiteren ist das **Übertragungsnetz** auf Hoch- und Höchstspannungsebene abgebildet.

Technische Charakterisierung: Das Modell ist in der Sprache general algebraic modelling language (GAMS) geschrieben. Die Eingangsdaten sind in einer PostgreSQL Datenbank gespeichert und werden über eine Python Schnittstelle, mit Benutzeroberfläche für das Modell in Form von text files ausgelesen. Die Auswertung erfolgt über R und QGIS. Das Modell wird intern verwendet.

9.1.2

Detaillierte Modellbeschreibung

Wie in einem noch unveröffentlichten Paper (Senkpiel und Hauser) beschrieben setzt sich die Zielfunktion des Modells aus den Annuitäten sowie den variablen und fixen Betriebskosten (variable und fixe Betriebskosten, CO₂-Kosten, Brennstoffkosten, Lastwechselkosten, Übertragungskosten) der Technologien zusammen. Die Hauptnebenbedingung ist, dass die Nachfrage in jeder Region zu jeder Zeit gedeckt sein muss. Dazu gibt es einerseits die Energiewandler, die Speicher und die Übertragung zwischen den Regionen (Im-und Exporte) als Variablen.

Erzeugung – Betrieb

In dem Modell sind konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas-und Dampfturbinen, Gasturbinen und Atomkraftwerke) abgebildet. Die Kraftwerke sind dadurch abgebildet, dass sie eine maximale Last haben, die durch einen Sicherheitsfaktor reduziert wird, sowie durch Laständerungsraten beschränkt sind, die in einer weiteren Nebenbedingung als Kosten in die Zielfunktion eingehen. Die Kraftwerke werden für die Optimierung auf die regionale Auflösung von je einem Kraftwerk pro Kraftwerkstyp und Region aggregiert. Durch den Betrieb der Kraftwerke entstehen durch die technischen Eigenschaften beschrieben, CO₂-Emissionskosten, Brennstoffkosten, variable Kosten und Laständerungskosten, die in die Zielfunktion eingehen.

Die erneuerbaren Erzeugungstechnologien (Wind und PV Freifläche und PV-Aufdach) sind in dem Modell so hinterlegt, das pro Region ein normiertes Erzeugungsprofil hinterlegt ist, welches die Erzeugung beschreibt. Bei PV-Anlagen werden dabei in südausgerichtete und Ost-West ausgerichtete Anlagen unterschieden. Durch

Multiplikation mit der regionalen Leistung ergibt sich die Erzeugung. Eine weitere Nebenbedingung kann fluktuierende erneuerbare Erzeugung ohne Kosten abregeln. Laufwasser und Biogasanlagen sind durch den Wasserdurchlauf sowie die verfügbare Biomasse begrenzt. Daher sind die Kraftwerke so begrenzt, dass die heutige durchschnittlichen jährliche Energieerzeugung über das Optimierungsjahr nicht überschritten werden kann, sowie durch die installierte Nennleistung.

Erzeugung – Zubau und Rückbau

Im Modell ist der Zubau so definiert, dass die installierte Leistung als Variable implementiert ist, die ab dem ersten Zubaujahr zu den Annuitätskosten erweitert werden kann und durch ein Potenzial begrenzt ist. Gleichzeitig werden die Kraftwerkskapazitäten zurückgebaut, die ihre technische Lebensdauer überschritten haben oder laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur oder dem verabschiedeten Atomausstieg in einem bestimmten Jahr stillgelegt werden.

Der Zubau von Erzeugung ist über das Potenzial begrenzt. Das erneuerbare Potenzial ergibt sich durch die Potenzialerhebung in 8.1 beschrieben.

Für konventionelle Kraftwerke wird kein Zubau für Braunkohle und Atomkraftwerke vorgesehen. Die zum Stand 02.02.2018 gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geplanten Kraftwerke werden in der Modellierung berücksichtigt. Der Zubau der Steinkohle und GuD. GT Kraftwerke ist im Modell unbegrenzt.

	Geplanter Zubau	Modellgrenze
Steinkohle	1 GW (Datteln 4) 2018	5 GW pro Jahr ¹
Braunkohle		Kein Zubau
Gasturbine	190 MW (Kiel)	Offener Zubau
Gas- und Dampfkraftwerk	300 MW(Berlin) 2018	Offener Zubau
Gaskraftwerk	384 MW (mainz, Berlin, Stuttgart) 2018- 2019	Kein Zubau (nur für Bestandskraftwerke)
Atomkraftwerk		Kein Zubau

Abb. 29 Übersicht über geplanten Zubau und Modellgrenzen für konventionelle Kraftwerke.

Speicher – Betrieb

Als Speicher sind Pumpspeicher sowie Batteriespeicher im Modell implementiert. Der Betrieb der Speicher ist durch den Ladezustand (state of charge –SOC) sowie die Lade- und Entladeleistung sowie die Speicherkapazität charakterisiert. Ein Anfangsladezustand wird dem Modell vorgegeben; weiter sind die Speicher dadurch charakterisiert, dass sie (begrenzt durch Lade- und Entladeleistung) Laden und Entladen können, wobei durch die Lade- und Entladeeffizienz jeweils Verluste auftreten. Für den Speicherbetrieb werden variable und fixe Betriebskosten berücksichtigt.

Speicher – Zubau und Rückbau

Die Pumpspeicherkapazitäten werden als konstant angenommen. Die Batteriespeicher sind so abgebildet, dass sie nach Ende ihrer Lebensdauer wieder zurückgebaut werden und das Speicherkapazität, Lade- und Entladeleistung in jeder Region zugebaut werden kann, wobei jeweils die Annuitätskosten entstehen.

Netz – Übertragung

Zwischen benachbarten Regionen gibt es jeweils eine virtuelle Leitung, die durch eine Leitungskapazität (als Maximalgrenze) dargestellt ist. Diese Leitungskapazität ist mit einem Abschlagsfaktor belegt, um das n-1 Kriterium zu berücksichtigen. Die Definition dieses Netzes ist in 8.4 dargestellt. Im Modell ist die Übertragung als Transportmodell dargestellt. Zu einem Zeitpunkt kann jeweils Strom von einer Region in eine andere übertragen werden (jedoch nur in eine Richtung). Dabei entstehen

¹ Görner und Sauer 2017.

Übertragungsverluste, die bepreist werden und somit in die Zielfunktion eingehen. Durch die Bilanzgleichung für jede Region kann somit der optimale Transport berechnet werden.

Netz – Ausbau

Das Netz kann in drei verschiedenen Varianten ausgebaut werden:

1. Upgrade von 220 kV auf 380 kV Leitungen.
2. Neubau von 380 kV Leitungen auf vorhandene Masten
3. Unbegrenzter Zubau (neues Mast- und Leitungssystem)

Auf Basis des Ursprungsnetzes wird jeweils bestimmt, wie hoch das Potenzial für jeden Korridor für Option 1 und 2 ist. Auf Basis der minimalen Leitungslänge zwischen zwei Regionen wird definiert, welche minimale Kapazität für jede der drei Optionen zugebaut werden muss, wenn die Option gezogen wird (minimaler Zubau – es kann aber auch kein Zubau stattfinden). Des Weiteren ist ein maximaler Zubau pro Option und Korridor durch das Potenzial bestimmt (Ausnahme Option 3 in der es keine Maximalgrenze gibt). Zwischen dem minimalen und dem maximalen Ausbau ist in dem Modell ein linearer Zubau von Leitungskapazität abgebildet. Pro Korridor und Option ist für das Modell eine spezifische Kostenfunktion hinterlegt, die die jeweilige Leitungslänge berücksichtigt. Die Kosten für den Leitungszubau gehen dann in die Zielfunktion ein.

Weitere Nebenbedingungen

Zusätzlich sind im Modell zwei weitere Nebenbedingungen implementiert:

- Anteil Erneuerbarer im Gesamtsystem: Für jedes Optimierungsjahr ist eine Minimalgrenze für den Anteil Erneuerbarer Erzeugung als Bilanz über das Jahr definiert
- Anteil Erneuerbarer pro Region: Für jedes Optimierungsjahr ist eine Minimalgrenze für den Anteil Erneuerbarer Erzeugung als Bilanz über das Jahr pro Region definiert

9.1.3

Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Modellrechnungen werden in Kapitel 13 dargestellt. Das Modell ENTIGRIS wurde so strukturiert, dass es mit der verknüpften PostGreSQL Datenbank sehr flexibel unterschiedliche Aggregationen von Regionen abbilden kann. Dabei können beliebige benachbarte Landkreise zusammengeschlossen werden. Insgesamt ermöglicht das Modell die Bewertung von Effekten von unterschiedlichen Selbstversorgungsgraden pro Region auf das Gesamtsystem.

9.2

Netzflussmodell

Für die Untersuchungen im Projekt wurde das Modell des deutschen Übertragungsnetzes aus (Egerer 2016) verwendet. Die Leitungsauslastungen im Übertragungsnetz werden anhand der von ENTIGRIS ermittelten Knotenleistungen berechnet. Die Lastflussberechnung erfolgt anhand des DC-Lastflussberechnung (Stott und Alsac 1974). Es ist möglich die DC-Lastflussberechnungen zu verwenden, da dessen grundsätzliche Annahmen im Übertragungsnetz erfüllt sind (Dietrich Oeding und Bernd R. Oswald 2011). Die Übertragungskapazität der Leitungen ist durch den thermischen Grenzwert definiert. Um auch einen sicheren Netzbetrieb bei Ausfall von Leitungen mit zu berücksichtigen, wird das n-1 Sicherheitskriterium angewendet. Das

erfüllen des n-1 Kriteriums wird durch eine Reduzierung der Übertragungskapazität auf 70 % der ursprünglichen Kapazität sichergestellt (Bundesnetzagentur 2017).

Um zu bestimmen welche Leitungen im Netz ausgebaut werden müssen, wird die DC-Lastflussberechnung als Optimierungsproblem formuliert. Durch zusätzliche Nebenbedingungen, welche Netzausbau bei Überlastung der vorhandenen Leitungen erzwingen, wird sichergestellt, dass keine Leitungen im Netz überlastet sind.

Die wesentlichen Arbeiten mit dem Übertragungsnetzmodell wurden in 8.4 und 8.2 beschrieben. Die Untersuchungen hatten im Wesentlichen zwei Ziele. Zum einen wurde bewertet welche Effekte durch die Abbildung des Stromnetzes als Transportmodell entstehen, indem die Berechnungen mit den DC-Lastflussberechnungen verglichen wurden. Zum anderen wurde untersucht welchen Effekt die Reduktion des Stromnetzmodells zu weniger Knoten hat. Hier wurden insbesondere die Anzahl der als überlastet erkannten Leitungen bewertet.

9.3

Zusammenspiel Strommarktmodell und Netzflussberechnungen

9.3.1

Beschreibung der Methodik

In (Senkpiel et al. 2018) ist dargestellt, dass innerhalb des Projektes umfassende Vergleiche zwischen den Ergebnissen des ENTIGRIS Modells (9.1) und der Netzflussmodells (9.2) durchgeführt wurden. Hierfür wurde das ENTIGRIS Modell so angepasst, dass lediglich der Netzfluss bzw. der Netzausbau optimiert wird, während die anderen Variablen als Parameter angenommen wurden. Dabei wurden verschiedene Fragestellungen betrachtet:

- 1) Was ist der Effekt von unterschiedlichen regionalen Clusterungen von Regionen?
- 2) Was ist der Effekt wenn das Netz durch jede einzelne Leitung zwischen zwei Regionen abgebildet wird im Vergleich zu einem geclusterten Netz?
- 3) Welcher Effekt ergibt sich, wenn der Transport zwischen zwei Regionen durch die Reaktanz bzw. die Leitungslänge abgebildet wird?
- 4) Wie akkurat ist der Netzzubau durch das ENTIGRIS Optimierungsmodell?

9.3.2

Ergebnisse und Diskussion

Wie in (Senkpiel et al. 2018) dargestellt konnte gezeigt werden, dass es signifikante Unterschiede zwischen dem DC-Flow Modell und dem Transportmodell in ENTIGRIS gibt, da in dem DC Modell die elektrische Transport Distanz minimiert wird, während in dem ENTIGRIS Modell die Transportkosten minimiert werden. Dies zeigt sich insbesondere an der Stromübertragung sowie an der Leitungsauslastung. Zudem konnten keine signifikanten Unterschiede zwischen der Nutzung der normalisierten Leitungslänge und der Reaktanz identifiziert werden, sodass beide geeignet sind. Für die langfristige Systemplanung ist insbesondere wichtig, den Erzeugungstechnologie-, Speicher- und Netzausbau so zu planen, dass es volkswirtschaftlich mit möglichst geringem Aufwand verbunden ist. Sodass insbesondere die Fragestellung wichtig wird, ob das Systemmodell die Leitungen so ausbaut, dass es zu wenigen Überlastungssituationen im Netz kommt. Der Modellvergleich konnte zeigen, dass das ENTIGRIS Modell die meisten aller Leitungen mit Überlastungen (im DC-Modell) identifiziert und ausgebaut hat. Das DC Modell kann somit die Ergebnisse des Leitungsausbaus validieren und aufzeigen, welche reale Leitung von der Überlastung betroffen ist, sodass dies für konkrete Netzausbauplanung genutzt werden kann. Es

konnte auch gezeigt werden, dass eine höhere regionale Auflösung genauere Ergebnisse liefert als eine eher geringe regionale Auflösung, wobei aber auch hier die Tendenzen für benötigte Netzverstärkung gut sichtbar waren. Ein weiteres Ergebnis war, dass es in dem ENTIGRIS Modell keine weiteren Erkenntnisgewinne gibt, wenn die Leitungen Leitungsscharf abgebildet sind, sodass es sinnvoll ist, aggregierte Leitungen zwischen zwei Regionen zu betrachten, um Rechenzeit zu sparen. Dies gilt jedoch nicht für das DC-loadflow Modell. (Senkpiel et al. 2018)

10

Empirische Untersuchungen zu Selbstversorgungszielen von Regionen

10.1

Interviews/Workshops

Zur Vorbereitung der qualitativen Systemanalyse und Szenarienerstellung wurden neben Literaturrecherche auch qualitative Leitfadeninterviews mit Stakeholdern (Vertreter von Behörden, regionale Klimaschutzmanager etc.) geführt um deren Verständnis von Autarkiebestrebungen, die damit verbundenen Chancen und Risiken als auch die wichtigsten Einflussgrößen auf Autarkiebestrebungen zu erfassen. Die am häufigsten genannten Faktoren und Standpunkte waren dabei folgende:

- **Ablehnung lastgerechter Autarkie:** Alle Befragten lehnen lastgerechte Autarkie als nicht erstrebenswert ab. Sie tun dies teilweise aus unterschiedlichen Gründen. Einige argumentieren, dass lastgerechte Autarkie aus Sicht des Gesamtenergiesystems nicht sinnvoll sei, da Synergie- und Skaleneffekte, die mit wachsender Systemgröße auftreten, verschenkt würden. Autarkiebestrebungen würden außerdem zu einer Entsolidarisierung des Gemeinwesens beitragen. Darüber hinaus wird immer wieder betont, dass kleinere, unabhängige Einheiten das Gesamtsystem zwar resilienter machen würden, diese autarken Einheiten jedoch selbst anfälliger seien. So haben einige Befragte große Bedenken, ob überhaupt ein angemessenes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in lastgerecht autarken Kommunen gewährleistet werden könne. Manche Befragte bezeichnen darüber hinaus lastgerechte Autarkie – abgesehen von kleinen Einzelfällen – als utopisch, da sie, bezieht man neben Wärme und Strom auch Mobilität und graue Energie mit ein, auf dem Niveau moderner Gesellschaften praktisch unmöglich sei. Eine strenge Definition der lastgerechten Autarkie stehe auch im Widerspruch mit dem sozialen Frieden in der Gesellschaft. So würde ein weiterer Zubau mit Wasser- und/oder Windkraftanlagen, um einen hohen Autarkiegrad zu erlangen, mittelfristig keine Akzeptanz in der Bevölkerung erhalten. Hier stellt sich wiederum die Frage der Systemgrenzen von Autarkiebestrebungen. Für die meisten Befragten ist die lastgerechte Autarkie lokaler Einheiten sowohl aus volkswirtschaftlicher Sicht unökonomisch als auch aus der Perspektive der autarken Einheiten. Bestrebungen zur lastgerechten Autarkie würden enorme Kosten verursachen, die nicht tragbar wären.
- **Bilanzgerechte Autarkie als Nebenprodukt:** Anknüpfend an den vorherigen Absatz ist festzustellen, dass für keine der Organisationen oder

Institutionen der Befragten bilanzgerechte Autarkie ein Ziel an sich darstellt. Bilanzgerechte Autarkie ist stets nur von Bedeutung in Zusammenhang mit anderen Zielen. D.h. bilanzgerechte Autarkie wird eher als Mittel zum Zweck betrachtet als Zweck an sich zu sein. So ergibt sich aus den Bestrebungen einiger Akteure, den Anteil der energetischen Eigenversorgung zu erhöhen, für die Organisationen mancher Befragten die Möglichkeit, neue Geschäftsfelder zu erschließen, indem sie die entsprechenden Akteure bei ihren Autarkiebestrebungen unterstützen. Für andere Befragte ist bilanzgerechte Autarkie ein Nebenprodukt ihrer Bestrebungen zum Ausbau erneuerbarer Energien. Da diese laut vielen Befragten einen dezentralen Charakter aufweisen, kann deren weiterer Ausbau auf lokaler Ebene quasi nebenbei zu bilanzgerechter Autarkie in den Bereichen Strom oder auch Wärme führen. Der Ausbau erneuerbarer Energien und der damit einhergehende Klimaschutz ist jedoch das Primärziel, bilanzielle Autarkie das Nebenprodukt, das nicht direkt angestrebt, jedoch auch nicht negativ beurteilt wird.

Empirische Untersuchungen zu
Selbstversorgungszielen von
Regionen

- **Bedeutung von technologischen Innovationen:** Die meisten Befragten heben die Bedeutung von technologischen Innovationen wie Speichertechnologien, intelligente Netze, Power-to-Heat, Power-to-Gas etc. für etwaige Autarkiebemühungen hervor. Autarkiebestrebungen sind stark von der technischen Machbarkeit und Umsetzung bestimmt.
- **E-Mobilität:** Neben den Speicher- und Umwandlungstechnologien wurde in den Interviews insbesondere die Bedeutung der zukünftigen Entwicklung der E-Mobilität hervorgehoben, die zu einem starken und rasanten Anstieg des Strombedarfes führen könnte. Andererseits ergäbe sich hieraus aber auch gleichzeitig ein Speicherpotential.
- **Akzeptanz und Nutzenverteilung:** Nicht nur die technische Machbarkeit, sondern auch die Akzeptanz seitens der Bürgerinnen und Bürger ist ein zentraler Parameter der Umsetzbarkeit von Autarkievorstellungen. Der für Energieautarkie notwendige Ausbau von erneuerbaren Energien erzeugt stets auch „Verlierer“, deren subjektiv wahrgenommene Lebensqualität durch Biogas- oder Windkraftanlagen in ihrem Wohnumfeld eingeschränkt wird. Einige Befragte berichten von den Schwierigkeiten solche Konflikte einvernehmlich zu lösen. Die Beteiligung der Bürger an den Anlagen war dabei stets ein sehr wirksames Mittel, um die Akzeptanz von Erneuerbaren Anlagen zu steigern.
- **Suffizienz / Effizienz:** Die Befragten erwähnen den Begriff der Suffizienz, wenn überhaupt, nur am Rande und halten ihn für wenig realistisch. Allerdings schätzen sie eine steigende Energieeffizienz als zentralen Faktor beim Erreichen der Klimaschutzziele.
- **Regionale Wertschöpfung:** Der Hinweis auf die regionalen Ausgaben für Energie hat in vielen Regionen das politische Interesse an einem höheren Selbstversorgungsgrad stark gesteigert und die Festlegung von Ausbauzielen vorangetrieben.

- **Rohstoffpreise:** Steigende Rohstoffpreise würden zum einen das Potential der regionalen Wertschöpfung durch Selbstversorgung erhöhen, zum anderen aber natürlich auch die Rendite und Effizienzanforderungen an EE-Anlagen absenken.
- **Zinsen:** In einem Niedrigzinsumfeld erscheinen Investitionen in die lokale Infrastruktur attraktiver, da sie niedrigere Erträge generieren müssen um ihre Kosten zu erwirtschaften.
- **Förderung:** Die durch die Klimaschutzinitiative, die 100%-EE-Regionen und das Programm Masterplan Klimaschutz angestoßene Förderung hat gerade in mittelgroßen Regionen maßgeblich zur Institutionalisierung von Klimaschutzinteressen beigetragen. In der Folge werden hier auch regionale Ausbauziele für erneuerbare Energien vorangetrieben.
- **Institutionalisierung:** Viele Befragte berichten, dass durch die begonnene Institutionalisierung der Klimaschutzbeauftragten/-ämter, neue Kooperationsmöglichkeiten in der regionalen Wirtschaft erschlossen wurden und das Thema dadurch erstmals dauerhaft auf die politische Agenda kam. Auch der Austausch zwischen verschiedenen (Modell-)regionen wurde dadurch erleichtert und das gegenseitige Lernen gefördert. Für die lokale Wirtschaft wurden dadurch zuverlässige Ansprechpartner geschaffen und langfristige Kooperationen ermöglicht.
- **Wichtigkeit Kooperationen mit Stadtwerken:** Gerade in den größeren Regionen wurde die Wichtigkeit der Kooperation mit den lokalen Energieversorgern betont. Die Umsetzung größerer Projekte erscheint hier ohne diese Kooperation unrealistisch.
- **Wichtigkeit einzelner Persönlichkeiten:** Gerade in den kleinen Gemeinden wurde die Bedeutung von einzelnen Pionieren stark betont. Diese haben oft schon vor der Existenz von Förderprogrammen Kleinanlagen betrieben und konnten diese Kompetenz dann mit Zunahme der Förderungen breiter Anwenden. Da sie oft starke Netzwerke im Ort haben und die Funktionstüchtigkeit von Anlagen bereits bewiesen hatten, war es leicht für sie, Investitionskapital zu gewinnen.
- **Realisierbarkeit der Autarkieziele:** Alle Befragten stufen die in den Klimaschutzplänen angegebenen Ziele als sehr positive Zukunftseinschätzung ein. Eine Übererfüllung der Ziele hält niemand für realistisch, selbst die Erfüllung der Ziele wird nur unter günstigen Rahmenbedingungen als realistisch eingeschätzt. Dass sehr ambitionierte Zielwerte gewählt wurden, begründen sie zum einen mit der Logik des politischen Betriebes, zum anderen damit, dass die Landes- bzw. Bundesziele in Bezug auf CO₂-Einsparung anders kaum realisierbar wären.

Empirische Untersuchungen zu
Selbstversorgungszielen von
Regionen

11.1

Deskriptorauswahl

Ausgehend von den Ergebnissen der Literaturrecherche wurde ein erster Workshop mit Stakeholdern und Projektmitgliedern durchgeführt in dem eine vorher aus den Experteninterviews gewonnene Liste mit den wichtigsten Einflussfaktoren auf die zukünftige Entwicklung der Energieautarkieregionen gerankt wurde. Dabei wurden die ca. 30 aus den Interviews gewonnenen Faktoren auf 15 reduziert. Im Vorfeld dazu wurde die Liste mit den 30 Faktoren den Experten zur Kommentierung und Ergänzung zugesandt. Im Workshop und über E-Mail konnten die Akteure die Wichtigkeit der einzelnen Faktoren mit einem Wert von 1-10 bewerten. Um zu verhindern, dass alle Faktoren als gleich wichtig bewertet werden, konnten 10 Punkte nur für einmal vergeben werden 9 Punkte nur für zweimal und 8 Punkte nur dreimal.

Zu den resultierenden 15 Faktoren wurde Literaturrecherche betrieben und jeweils einseitige Essays erstellt, die den momentanen Zustand und die Entwicklung des Faktors in den letzten Jahren darstellen, sowie Varianten der möglichen zukünftigen Entwicklung aufzeigen. Für die Koppelfaktoren an die Simulationssoftware des Fraunhofer ISE wurden bei einem Projekttreffen die Modellanforderungen und die benötigten Eingangsgrößen und Datenformate abgeklärt.

Von den 15 Faktoren für die Cross-Impact Bilanzanalyse werden 3 Faktoren für Entwicklung der Autarkiegrade unterschiedlicher Regionstypen verwendet, so dass 12 Einflussfaktoren in die Analyse aufgenommen werden können. Diese sind:

- Erfüllung der Bundesziele EE-Ausbau
- Rohstoffpreise
- CO₂-Preise
- Strombedarf national
- Entwicklung der Investitionskosten Erneuerbarer Energien
- Einsatz von Beteiligungsformaten
- Entwicklung der lokalen Vergemeinschaftung
- Zukünftige Bedeutung regionaler Wertschöpfung
- Regionale Institutionalisierung des Klimaschutzes
- Stabilität der Gesetzgebung im Energiebereich
- Akzeptanz der Energiewende
- Zukünftige Verfügbarkeit von Speichern

Diese 15 Faktoren mit ihren unterschiedlichen Entwicklungsvarianten bilden die Grundlage für die Cross-Impact-Bewertungen und zeigen mögliche Systemzustände für die zu erstellenden Szenarien auf. Die zugehörigen Deskriptoressays sind im Anhang aufgeführt.

11.2

Bewertung der Wechselwirkungen

Die Wechselwirkungen zwischen allen Deskriptorvarianten wurden wie in Kapitel 7 beschrieben eingeschätzt. Die resultierende Cross-Impact Matrix (CIM) fasst alle Einflüsse zwischen den Deskriptorvarianten zusammen. Dabei wurden Bewertungen von -3 „stark hindernd“ bis +3 „stark fördernd“ vergeben; Ausgangsfrage ist jeweils der Einfluss einer Variante auf die Realisierung einer anderen Variante, wenn sonst

Szenarien

[illegible]

11.3.1 Szenarienauswahl

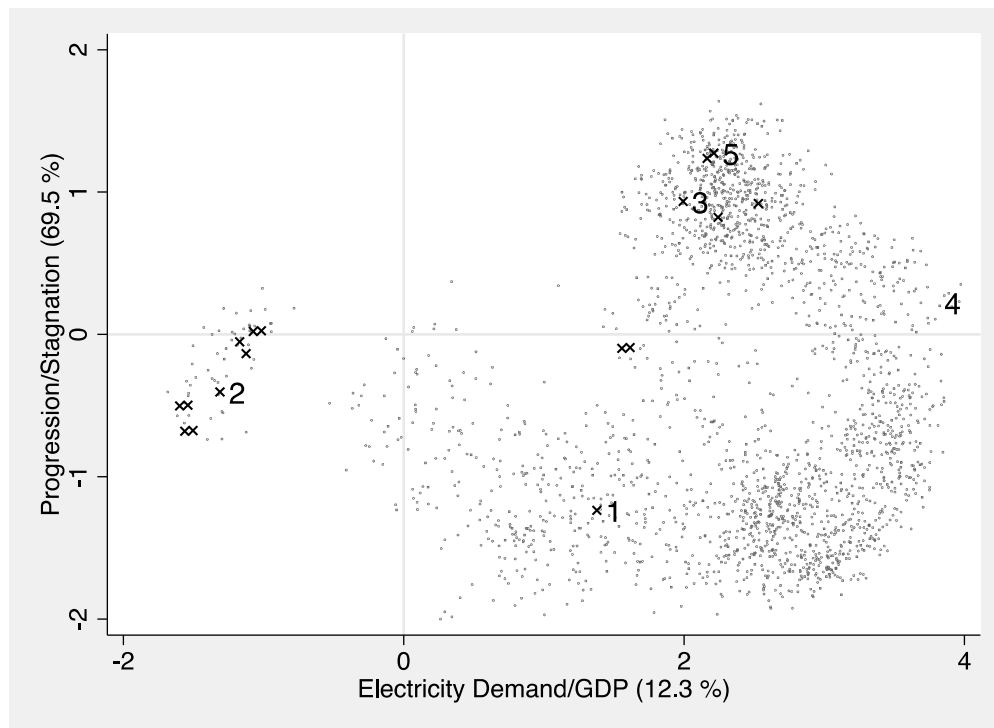
Fraunhofer ISE

Szenario Nr. 1	Szenario Nr. 2	Szenario Nr. 3	Szenario Nr. 4	Szenario Nr. 5	Szenario Nr. 6	Szenario Nr. 7	Szenario Nr. 8	Szenario Nr. 9	Szenario Nr. 10	Szenario Nr. 11	Szenario Nr. 12	Szenario Nr. 13	Szenario Nr. 14	Szenario Nr. 15	Szenario Nr. 16	Szenario Nr. 17
				A. Ausbau EE: A1. Niedriger Ausbau								A. Ausbau EE: A2. Mittlerer Ausbau			A. Ausbau EE: A3. Hoher Ausbau	
				B. ÖPNV: B1. Niedriger ÖPNVstadium								B. ÖPNV: B2. Mittlerer ÖPNVstadium			B. ÖPNV: B3. Hoher ÖPNVstadium	
C. BIP: C3. Starke BIP-Entwicklung				C. BIP: C1. Schwache BIP-Entwicklung								C. BIP: C2. Moderate BIP-Entwicklung			C. BIP: C3. Starke BIP-Entwicklung	
D. CO ₂ -Preis: D3. Hoher CO ₂ -Preis				D. CO ₂ -Preis: D2. Mittlerer CO ₂ -Preis								D. CO ₂ -Preis: D1. Niedriger CO ₂ -Preis			D. CO ₂ -Preis: D2. Mittlerer CO ₂ -Preis	
				E. Stromverbrauch: E1. Sinkende Stromnachfrage								E. Stromverbrauch: E2. Steigende Stromnachfrage			E. Stromverbrauch: E3. Stark steigende Stromnachfrage	
F. Investitionskosten EE: F1. Konstante Investitionskosten				F. Investitionskosten EE: F2. Mäßig sinkende Investitionskosten								F. Investitionskosten EE: F1. Konstante Investitionskosten			F. Investitionskosten EE: F2. Mäßig sinkende Investitionskosten	
G. Preise Speichertechnologien: G3. Geringe Kostensteigerung (Speicher)				G. Preise Speichertechnologien: G2. Mittlere Kostensteigerung (Speicher)								G. Preise Speichertechnologien: G3. Geringe Kostensteigerung (Speicher)			G. Preise Speichertechnologien: G2. Mittlere Kostensteigerung (Speicher)	
H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H3. Trend zu negativer Einstellung				H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H2. Kein Trend erkennbar								H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H2. Kein Trend erkennbar			H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H1. Trend zu positiver Einstellung	
I. Politikstabilität: I3. Höhere Politikstabilität				I. Politikstabilität: I1. Geringe Politikstabilität								I. Politikstabilität: I1. Geringe Politikstabilität			I. Politikstabilität: I3. Höhere Politikstabilität	
J. Planungsgerecht: J1. Beschleunigung				J. Planungsgerecht: J2. Legitimierung und Akzeptanz								J. Planungsgerecht: J2. Legitimierung und Akzeptanz			J. Planungsgerecht: J2. Legitimierung und Akzeptanz	
K. Regionale Wertschöpfung: K2. Abnehmende Bedeutung				K. Regionale Wertschöpfung: K1. Steigende Bedeutung								K. Regionale Wertschöpfung: K1. Steigende Bedeutung			K. Regionale Wertschöpfung: K1. Steigende Bedeutung	
L. Regionale Institutionalisierung L1. Zentralisierung der Energiepolitik				L. Regionale Institutionalisierung L2. Zentralisierung der Energiepolitik								L. Regionale Institutionalisierung L2. Zentralisierung der Energiepolitik			L. Regionale Institutionalisierung L2. Zentralisierung der Energiepolitik	
M. Lokale Vergemeinschaftung: M1. Abnehmende lokale Vergemeinschaftung				M. Lokale Vergemeinschaftung: M2. Verstärkung lokale Vergemeinschaftung								M. Lokale Vergemeinschaftung: M2. Verstärkung lokale Vergemeinschaftung			M. Lokale Vergemeinschaftung: M2. Verstärkung lokale Vergemeinschaftung	
N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N1. Stagnation (NP)				N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N2. Mittlere Steigerung (NP)								N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N1. Stagnation (NP)			N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N2. Mittlere Steigerung (NP)	
O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O2. Mittlere Steigerung (MP)				O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O2. Mittlere Steigerung (MP)								O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O2. Mittlere Steigerung (MP)			O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O2. Mittlere Steigerung (MP)	
P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P2. Mittlere Steigerung (HP)				P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P2. Mittlere Steigerung (HP)								P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P2. Mittlere Steigerung (HP)			P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P2. Mittlere Steigerung (HP)	

Diese Szenarien wurden einer Korrespondenzanalyse unterzogen um Ähnlichkeiten und Differenzen zwischen den Szenarien grafisch sichtbar zu machen und latente Ordnungsdimensionen zu identifizieren. Dabei zeigte sich, dass sich – wie erhofft – auch die meisten der Szenariendeskriptoren auf den durch die Korrespondenzanalyse bestimmten Dimensionen sortiert anordnen und eine inhaltliche Interpretation der Achsen möglich war (siehe Abb. 32).

Szenarien

Abb. 31 Vollkonsistente Szenarien



Szenarien

Abb. 32 Position aller 2236 Szenarien auf den Achsen der Korrespondenzanalyse und Hervorhebung der vollkonsistenten sowie ausgewählten Szenarien

Anschließend wurden aus dieser Gruppe zusammen mit dem Projektpartner Fraunhofer ISE in einem iterativen Prozess inhaltlicher Überlegungen und analytischer Schritte (wie z.B. der Analyse der Verteilung bestimmter Szenariodeskriptoren oder die algorithmische Bestimmung einer festen Anzahl möglichst unterschiedlicher Szenarien), die finale Auswahl der zu rechnenden Szenarien getroffen.

Ausgewählt wurden, neben einem moderaten Szenario, je ein auf den EE-Ausbau erfolgreiches Szenario mit starker Zentralisierung bzw. starker Autarkie und zwei Szenarien mit einem verzögerten Ausbau der Erneuerbaren Energien, einmal in einem sich stärker rekommunalisierenden Umfeld, einmal in einem sich (energiepolitisch) stärker zentralisierenden Umfeld.

Die in den jeweiligen Szenarien wirkenden Wechselwirkungen wurden detailliert analysiert und in qualitativen Storylines verdichtet. Diese Storylines stellen den qualitativen Teil der hybriden Kontextszenarien. Die ausgewählten Szenarien und ihre Deskriptorausprägungen sind in Abb. 33 zusammengefasst.

Szenario Nr. 1		Szenario Nr. 2		Szenario Nr. 3		Szenario Nr. 4		Szenario Nr. 5	
A. Ausbau EE: A1. Niedriger Ausbau				A. Ausbau EE: A2. Mittlerer Ausbau		A. Ausbau EE: A3. Hoher Ausbau			
B. Ölpreis: B1. Niedriger Ölpreisfad				B. Ölpreis: B3. Hoher Ölpreisfad		B. Ölpreis: B2. Mittlerer Ölpreisfad		B. Ölpreis: B1. Niedriger Ölpreisfad	
C. BIP: C3. Starke BIP-Entwicklung		C. BIP: C1. Schwache BIP-Entwicklung		C. BIP: C3. Starke BIP-Entwicklung		C. BIP: C2. Moderate BIP-Entwicklung		C. BIP: C3. Starke BIP-Entwicklung	
D. CO2-Preise: D3. Hoher CO2-Preisfad		D. CO2-Preise: D1. Niedriger CO2-Preisfad		D. CO2-Preise: D2. Mittlerer CO2-Preisfad				D. CO2-Preise: D3. Hoher CO2-Preisfad	
E. Stromverbrauch: E1. Sinkende Stromnachfrage				E. Stromverbrauch: E2. Steigende Stromnachfrage				E. Stromverbrauch: E3. Stark steigende Stromnachfrage	
F. Investitionskosten EE: F1. Konstante Investitionskosten		F. Investitionskosten EE: F2. Mäßig sinkende Investitionskosten		F. Investitionskosten EE: F1. Konstante Investitionskosten		F. Investitionskosten EE: F2. Mäßig sinkende Investitionskosten		F. Investitionskosten EE: F2. Stark sinkende Investitionskosten	
G. Preise Speichertechnologien: G3. Geringe Kostensenkung (Speicher)						G. Preise Speichertechnologien: G1. Starke Kostensenkung (Speicher)			
H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H3. Trend zu negativer Einstellung				H. Akzeptanz in der Bevölkerung: H1. Trend zu positiver Einstellung					
I. Politikstabilität: I3. Höhere Politikstabilität		I. Politikstabilität: I1. Geringe Politikstabilität		I. Politikstabilität: I3. Höhere Politikstabilität					
J. Planungsrecht: J1. Beschleunigung		J. Planungsrecht: J2. Legitimierung und Akzeptanz				J. Planungsrecht: J1. Beschleunigung		J. Planungsrecht: J2. Legitimierung und Akzeptanz	
K. Regionale Wertschöpfung: K2. Abnehmende Bedeutung		K. Regionale Wertschöpfung: K1. Steigende Bedeutung				K. Regionale Wertschöpfung: K2. Abnehmende Bedeutung		K. Regionale Wertschöpfung: K1. Steigende Bedeutung	
L. Regionale Institutionalisierung Klimaschutz: L1. Zentralisierung der Energiepolitik		L. Regionale Institutionalisierung Klimaschutz: L3. Rekommunalisierung der Energiepolitik				L. Regionale Institutionalisierung Klimaschutz: L1. Zentralisierung der Energiepolitik		L. Regionale Institutionalisierung Klimaschutz: L3. Rekommunalisierung der Energiepolitik	
M. Lokale Vergemeinschaftung: M1. Abnehmende lokale Vergemeinschaftung		M. Lokale Vergemeinschaftung: M2. Verstärkung lokale Vergemeinschaftung				M. Lokale Vergemeinschaftung: M1. Abnehmende lokale Vergemeinschaftung		M. Lokale Vergemeinschaftung: M2. Verstärkung lokale Vergemeinschaftung	
N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N1. Stagnation (NP)				N. Selbstversorgung (Regionen mit niedrigem Potential): N2. Mittlere Steigerung (NP)					
O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O2. Mittlere Steigerung (MP)								O. Selbstversorgung (Regionen mit mittlerem Potential): O3. Hohe Selbstversorgung (MP)	
P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P2. Mittlere Steigerung (HP)				P. Selbstversorgung (Regionen mit hohem Potential): P3. Hohe Selbstversorgung (HP)					

Szenarien

Abb. 33 Deskriptor-
ausprägungen der 5
ausgewählten Szenarien
Storylines

Im Szenario 1 **“Stagnation und Skeptizismus (Zentral)”** sind die wichtigsten Einflüsse auf globalen Niveau die niedrigen Kraftstoffpreise (für Erdöl rund 50\$/bl), welche das Wirtschaftswachstum ankurbeln, sowie die hohen Investitionskosten für Speicher- und Erzeugungstechnologien, welche den Ausbau der Erneuerbaren erschweren. Die nationale Politik versucht in diesem Szenario diesen Entwicklungen mit höherer politischer Stabilität und der Zentralisierung der Energiepolitik entgegenzuwirken, was positive Folgen für das Wirtschaftswachstum hat und damit auch die Durchsetzung von höheren CO₂-Preisen erlaubt. In Bezug auf den EE-Ausbau zeigen diese Maßnahmen allerdings nur mäßigen Erfolg: Erneuerbare stellen nur ca. 60% des Strombedarfes bereit, auch weil neben der Zentralisierung auch der Fokus auf Beschleunigung im Planungsrecht die öffentliche Akzeptanz der Erneuerbaren verringern. In der Folge kommt es nicht zur Anwendung von Technologien zur Sektorkopplung und der Strombedarf stagniert mehr oder weniger. Im Umfeld nachlassender lokaler Vergemeinschaftung und einer Zentralisierung der Energiepolitik verfolgen die Regionen keine ambitionierten Ausbauziele, was eine Stagnation der Selbstversorgungsgrade bei Regionen mit niedrigem Potential und eine mittlere Steigerung bei Regionen mit mittlerem und hohem Potential zur Folge hat.

Das Szenario 2 **“Stagnation und Skeptizismus (Dezentral)”** findet in einem ähnlichen globalen Kontext statt, allerdings kommt es hier in Deutschland nur zu einem geringen Wirtschaftswachstum, was die Einführung höherer CO₂-Preise – neben der niedrigen öffentlichen Akzeptanz der Energiewende – verhindert. Der niedrigen Akzeptanz versucht die Politik durch Stärkung von Legitimations- und Partizipationselementen im Planungsrecht, welche auch zur Rekommunalisierung der Energiepolitik beitragen, entgegenzusteuern. In diesem Szenario reichen diese Maßnahmen aber auch nicht aus um den negativen Einfluss der hohen Investitionskosten für Speicher und Erzeugungstechnologien und der niedrigen Kraftstoffpreise auf den Ausbau der Erneuerbaren auszugleichen und die Konstellation von nationalem EE-Ausbau, nationalem Strombedarf und regionalen Ausbauzielen gleicht dem vorherigen Szenario.

Im Szenario 3 **„Anpassung und Optimismus“** unterscheidet sich der globale Kontext signifikant von den ersten beiden Szenarien: während sich die Investitionskosten auf einem ähnlichen Niveau bewegen sind die Preise für fossile

Energieträger fast doppelt so hoch (für Erdöl bei rund 100\$/bl). In Deutschland kommt es in diesem Szenario dennoch zu einem starken Wirtschaftswachstum, was zusammen mit einer positiven Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende, welche auch durch die hohen Kraftstoffpreise unterstützt wird, die Durchsetzung hoher CO₂-Preise ermöglicht. Das stabile Wachstum erleichtert es zudem eine höhere Politikstabilität zu erreichen, was höhere Investitionen in Sektorkopplungstechnologien und EE fördert, die in diesem Szenario rund 80% des gewachsenen Strombedarfes decken können. Da durch den hohen CO₂-Preis, sowie die gestiegenen Kraftstoffpreise der Betrieb konventioneller Kraftwerke teurer als in den vorherigen Szenarien ist und EE ökonomisch im Vorteil sind, kann sich die Entwicklung des Planungsrechts statt auf Beschleunigung auf Partizipations- und Legitimierungsverfahren konzentrieren. Dadurch werden sowohl die positive Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende, als auch die Bildung lokaler Netzwerke gestärkt, was wiederum eine stärkere Regionalisierung der Energiepolitik zur Folge hat. Zusammen mit der steigenden Bedeutung regionaler Wertschöpfung führt dies zu ambitionierteren Ausbauplänen in den Regionen und der Selbstversorgungsgrad von Regionen mit niedrigem und mittlerem Potential erfährt eine moderate Steigerung. In den Regionen mit hohem Potential ist hier ein starker Anstieg des Selbstversorgungsgrades zu beobachten, da diese ihren Erfahrungsvorsprung zu den anderen Regionen in Bezug auf den Ausbau der Erneuerbaren nutzen können.

Szenarien

Der globale Kontext im Szenario 4 **„Vollausbau und Enthusiasmus (zentral)“** ist durch einen moderaten Rückgang der Investitionskosten für Erzeugungstechnologien, einen starken Rückgang der Investitionskosten für Speichertechnologien und einen mittleren Preispfad für fossile Energieträger geprägt. Das nationale Wirtschaftswachstum ist moderat, die öffentliche Akzeptanz der Energiewende ist hoch, was durch die hohen Betriebskosten der konventionellen Erzeugungstechnologien und eine hohe Politikstabilität gefördert wird. In diesem Umfeld kommt es zu einem starken Ausbau der EE, die hier rund 95% des Strombedarfes abdecken und zu Investitionen in Sektorkopplungstechnologien, wodurch der Strombedarf auf rund 800 TWh/a ansteigt. Vor dem Hintergrund einer sinkenden Bedeutung regionaler Wertschöpfung und sinkender lokaler Vergemeinschaftung kommt es hier zu einer stärkeren Zentralisierung der Energiepolitik und der Fokussierung des Planungsrecht auf einen beschleunigten EE-Ausbau, ohne dass die Akzeptanz der Bevölkerung dadurch sinken würde. Durch den im Vergleich zum vorherigen Szenario stärkeren deutschlandweiten Ausbau von EE kommt es in den Regionen zu ähnlich hohen Selbstversorgungsgraden in Bezug auf Strom, auch ohne dass die Regionen selbst dabei die treibenden Kräfte wären.

Im Szenario 5 **„Vollausbau und Enthusiasmus (dezentral)“** ist der globale Kontext durch eine starke Reduktion der Investitionskosten sowohl für Erzeugungs-, als auch für Speichertechnologien, sowie durch einen niedrigen Preispfad für fossile Energieträger geprägt. Auf nationaler Ebene kommt es dadurch zu einer selbstverstärkenden Dynamik von starkem Wirtschaftswachstum und hoher Politikstabilität, welche eine positive Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende fördert. Vor diesem Hintergrund kann ein hoher CO₂-Preis etabliert werden, auch weil die wirtschaftliche Gesamtbelastung für konventionelle Erzeugungstechnologien durch die niedrigen Kraftstoffpreise dabei im Rahmen bleibt. Diese ergänzen den technologischen Push-Effekt durch einen ökonomischen Pull-Effekt auf den Ausbau der Erneuerbaren und den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien, sodass selbst bei einer sehr hohen nationalen Stromnachfrage von 1.000 TWh/a rund 95% des Bedarfes durch EE bereitgestellt werden können. Da in diesem Umfeld der Ausbau der EE schon durch die technologische Entwicklung und die ökonomischen Rahmenbedingungen stark an Fahrt aufnimmt, kann sich das Planungsrecht auf die Förderung von Akzeptanz und Partizipation konzentrieren und dadurch die positive Einstellung zur Energiewende, sowie lokale Initiativen stärken. Das geht einher mit einer stärkeren Kommunalisierung der Energiepolitik und stärkt lokale Netzwerke. In der Folge wird fast das gesamte Potential an Photovoltaik und Windkraft gehoben, so dass nur die Regionen mit

niedrigem Potential bei einer mittleren Steigerung der Selbstversorgungsquote stehenbleiben, während Regionen mit mittlerem und hohem Potential eine starke Steigerung des Selbstversorgungsgrades erleben. Das ist auch darin begründet, dass eine weitere Steigerung des Selbstversorgungsgrades der Regionen mit niedrigem Potential die insgesamt teuersten Potentiale heben würde.

Szenarien

11.3.2

Qualitative Systemanalyse

Für eine kompakte Darstellung der Wechselwirkungen zwischen den Deskriptoren und Varianten werden in diesem Kapitel die aktivsten und passivsten Deskriptoren vorgestellt und der Frage nachgegangen, welche Deskriptorvarianten durch das Prägen bestimmter Varianten anderer Deskriptoren vakant werden oder aus der Vakanz verschwinden. Für beide Analysen wurde das komplette Set von 2236 Szenarien verwendet.

Deskriptoren mit der höchsten Aktivsumme üben den größten Einfluss auf die Realisierung bestimmter Varianten der anderen Deskriptoren aus und prägen daher das Gesamtsystem am stärksten; Deskriptoren mit der höchsten Passivsumme erhalten die größten Einflüsse auf ihren Zustand von anderen Deskriptoren und sind daher besonders stark durch die anderen Deskriptoren bestimmt. Eine Darstellung der Aktiv- und Passivsummen der Deskriptoren findet sich in Abb. 34. Die globalen Deskriptoren Preispfad fossiler Energieträger (Ölpreis) und Investitionskosten in Speichertechnologien und EE erhalten keine Einflüsse von anderen Deskriptoren, da sie von der globalen Entwicklung abhängig sind; eine Wirkung des Ölpreises auf die Investitionskosten wurde diskutiert, aber schlussendlich verneint, da schon beim niedrigen Preispfad der Brennstoffkosten von großen Investitionen in diese Bereiche ausgegangen wird und in erster Linie der erzielbare technologische Fortschritt als bestimmend erachtet wurde.

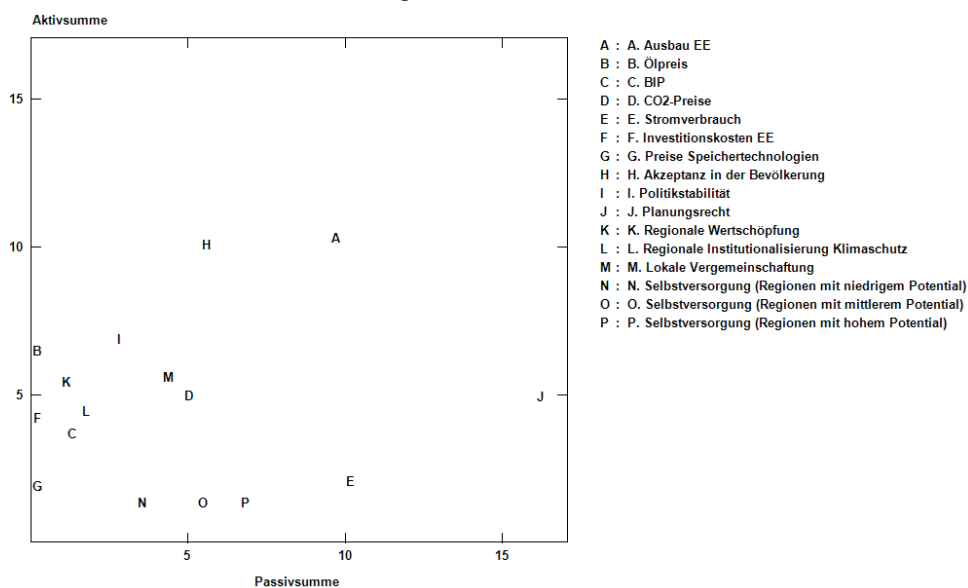


Abb. 34 Aktiv- und Passivsummen der Deskriptoren

Als wirkmächtigste Faktoren für den Systemzustand in Deutschland wurden der nationale Ausbau der EE, die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung und die Politikstabilität identifiziert, als am stärksten beeinflussbare Größen das Planungsrecht, der Stromverbrauch und der EE-Ausbau.

Die besonders einflussreichen und die besonders empfänglichen Deskriptoren, sowie die drei Deskriptoren zu den Selbstversorgungszielen der verschiedenen Typen von Regionen werden im Folgenden daraufhin untersucht, welche ihrer Varianten durch das Prägen eines bestimmten Deskriptors aus der Vakanz geholt, bzw. in die Vakanz geschoben werden können. Das Prägen eines Deskriptors auf eine Variante bedeutet,

dass diese Variante realisiert wird unabhängig davon welche Einflüsse von anderen Deskriptoren auf diesen wirken; es simuliert damit starke externe Interventionen.

Ohne Prägung tauchen alle drei Varianten des Deskriptors *EE-Ausbau* im Szenarienset auf. Die niedrige Variante kann verhindert werden durch das forcieren des *mittleren oder hohen Preispfades für fossile Brennstoffe*, des *starken Rückgangs der Investitionskosten für Erneuerbare Energietechnologien* oder *stark sinkende Speicherkosten*. Die *hohe Variante des EE-Ausbaus* wird durch die Prägung eines *negativen Trends bei der Akzeptanz der Energiewende* verhindert.

Alle drei Varianten des Deskriptors *Akzeptanz der Energiewende* sind ohne Prägung im Szenarienset enthalten. Die Variante *steigende Akzeptanz der Energiewende* kann nicht durch die Prägung einer einzelnen Variante in die Vakanz geschoben werden. Die Variante *sinkende Akzeptanz der Energiewende* kann durch Prägung der Varianten *hoher EE-Ausbau*, *mittlerer oder hoher Preispfad für fossile Energieträger*, *stark sinkende Investitionskosten für Erneuerbare Energietechnologien* oder *stark sinkende Speicherpreise* verhindert werden.

Ohne Prägung taucht die *ausgeglichene Variante* des Deskriptors *regionale Institutionalisierung des Klimaschutzes* nicht im Szenarienset auf. Es kann aus der Vakanz geholt werden, indem die Varianten *moderates Wirtschaftswachstum*, *sinkende Akzeptanz der Energiewende*, *konstante Politikstabilität*, *abnehmende Bedeutung regionaler Wertschöpfung* oder *abnehmende lokale Vergemeinschaftung* geprägt werden. Die Variante *Zentralisierung des Klimaschutzes* kann durch die Prägung einer der folgenden Varianten in die Vakanz geschoben werden: *hoher EE-Ausbau*, *mittlerer oder hoher Preispfad fossiler Energieträger*, *schwaches BIP*, *moderater oder starker Rückgang der Speicherpreise* oder der *Investitionskosten für Erneuerbare Energietechnologien*, *steigende Akzeptanz der Energiewende*, *geringere Politikstabilität*, sowie aller Varianten des Deskriptors *Planungsrecht* mit Ausnahme von *Beschleunigung*. Weiterhin durch Prägung der Varianten *steigende Bedeutung regionaler Wertschöpfung*, *zunehmende lokale Vergemeinschaftung* oder *hohe Selbstversorgung* für eine beliebige Art von Regionen. Im Gegensatz dazu kann die Variante *Rekommunalisierung der Energiepolitik* nicht durch das Prägen einer einzelnen Variante vakant gemacht werden.

Der *Selbstversorgungsgrad in Regionen mit niedrigem Potential* nimmt ohne Prägung nicht die Variante *hohe Selbstversorgung* an. Diese kann aus der Vakanz geholt werden, durch das forcieren der Varianten *abnehmende Bedeutung regionaler Wertschöpfung* oder *abnehmende lokale Vergemeinschaftung*. *Stagnation des Selbstversorgungsgrades in Regionen mit niedrigem Potential* kann durch das Prägen der Varianten *hoher EE-Ausbau*, *mittlerer oder hoher Preispfad bei fossilen Energieträgern*, *stark abnehmende Investitionskosten für Erneuerbare Energietechnologien* oder *Speicherpreise*, *zunehmende oder konstante Akzeptanz der Energiewende*.

Keine Variante des Deskriptors *Selbstversorgungsgrad in Regionen mit mittlerem Potential* ist im Szenarienset vakant. Die Variante *Stagnation* kann nicht durch das forcieren einer einzelnen Variante eines anderen Deskriptors verhindert werden. Die Variante *hohe Selbstversorgung* kann durch Prägung der Variante *mäßig sinkende Investitionskosten für Erneuerbare Energietechnologien* in die Vakanz geschoben werden.

Ohne Prägung ist die Variante *Stagnation des Selbstversorgungsgrad in Regionen mit hohem Potential* nicht Teil des Szenariensets. Diese Variante erscheint nur durch das Prägen der Varianten *moderates BIP*, *niedrige CO₂-Preise*, *konstante Politikstabilität*, *abnehmende Bedeutung der regionalen Wertschöpfung* oder *abnehmende lokale Vergemeinschaftung*.

1 2

Handlungsempfehlungen auf Basis der Akteursanalyse und der qualitativen Systemanalyse

Handlungsempfehlungen auf Basis der Akteursanalyse und der qualitativen Systemanalyse

Aus den Ergebnissen der Akteursanalyse und der qualitativen Systemanalyse lassen sich folgende Handlungsempfehlungen für die Politik ableiten:

- Eine Steigerung der Politikstabilität hat sehr positive Einflüsse auf das Investitionsverhalten in Erneuerbare Energien.
- Eine Fokussierung des Planungsrechts auf die Beschleunigung des EE-Ausbaus, ohne dabei Partizipationsmöglichkeiten zu schaffen, kann die Akzeptanz der Energiewende entscheidend verschlechtern.
- Ohne eine noch weiter steigende Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung erscheint die Umsetzung sehr ambitionierte Ausbauziele unplausibel.
- Lokale Partizipationsmöglichkeiten und auch Investitionsmöglichkeiten in lokale Erzeugungsmöglichkeiten wurden in den Interviews als wirksamstes Mittel für eine Akzeptanzsteigerung beschrieben. Die Umstellung auf Auktionsmechanismen beim Ausbau von Photovoltaik und Windkraft wurde von lokalen Akteuren sehr kritisch gesehen, da hier oftmals Planungskosten nicht auf mehrere Projekte umgelegt werden können.
- Die Gestaltung von CO₂-Preisen sollte unter Berücksichtigung der Entwicklung der Preise für fossile Energieträger und der Investitionskosten für Speichertechnologien und Erneuerbare Energietechnologien erfolgen um eine verträgliche und gleichzeitig wirksame Gesamtbelastung konventioneller Energiebereitstellung sicherzustellen.
- Bei der Planung des lokalen Ausbaus EE sollten die resultierenden Wirkungen auf die regionale Wertschöpfung stärker in den Fokus rücken.
- Eine Abstimmung der nationalen Ausbaupläne mit regionalen Zielsetzungen erscheint zielführend um Fehlinvestitionen zu verhindern und realistische Planungen zu ermöglichen.

1 3

Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

13.1

Beschreibung der Methodik

Um die Auswirkungen der Selbstversorgungsgrade auf das System zu bewerten wurden verschiedene Varianten der Szenarien gerechnet. Die Szenarien aus Kapitel 11 wurden jeweils ohne Selbstversorgungsziele (A'), mit Selbstversorgungszielen gemäß der konsistenten Szenarien (A) und mit 100% Zielen (B)¹ in allen Regionen gerechnet. Um die Effekte der Selbstversorgungsziele zu bewerten wurden dann die Abweichungen von der Variante gemäß den konsistenten Zielen (A) und den 100%

¹ 100% wurden für alle Regionen angenommen, die ein Potenzial >100% haben; wenn die Regionen ein Potenzial <100% haben wurde das Potenzial als maximale Grenze angenommen

Zielen (B) jeweils zu der Variante des Szenarios ohne Ziele (A') bestimmt. Die Abkürzungen, die im Folgenden verwendet werden sind in Abb. 35 dargestellt.

Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Szenarioname	Abkürzung Szenario	
Stagnation und Skepsis –zentral	Stag_Z	
Stagnation und Skepsis –dezentral	Stag_D	
Anpassung und Optimismus	Anpassung	
Vollausbau und Enthusiasmus - zentral	Enthusiasmus_Z	
Vollausbau und Enthusiasmus - dezentral	Enthusiasmus_D	

Szenario Variation	Regionale Selbstversorgungsziele	Nationale Selbstversorgungsziele
A'	Keine Ziele	Definiert als Bandbreite (Szenarioziel + 5%)
A	Ziele gemäß der Szenariendeskriptoren (Mindestbedingung)	Szenarioziel als Minimalbedingung
B	100% Ziele (Mindestbedingung)	Szenarioziel als Minimalbedingung

Abb. 35 Zuordnung der Szenariennamen und Variationen zu den verwendeten Abkürzungen

13.2 Ergebnisse und Diskussion

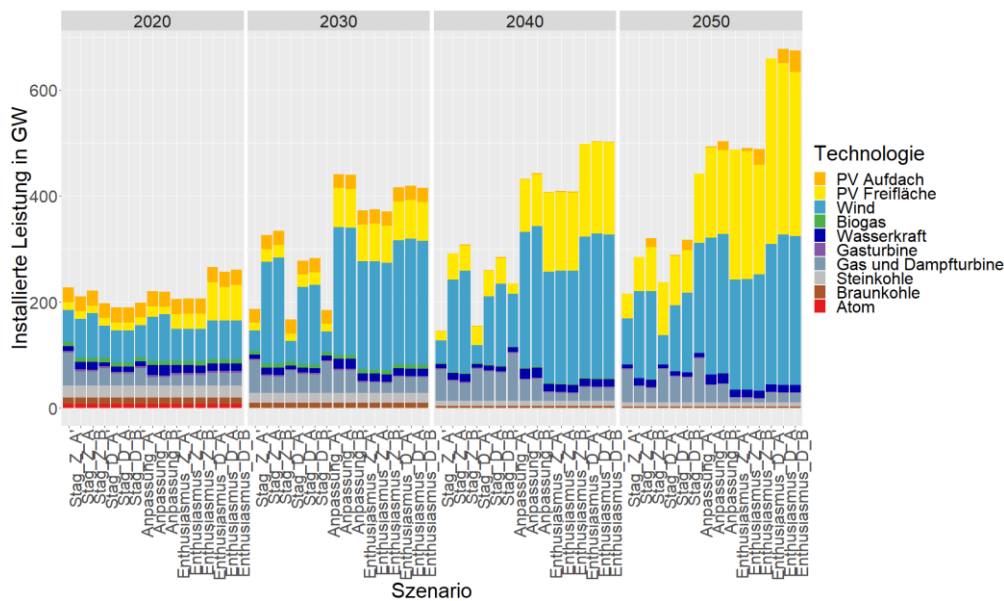
Im Folgenden werden die Haupterkennnisse aus den Untersuchungen dargestellt.

Keine regionalen Selbstversorgungsziele	Regionalen Selbstversorgungsziele nach Deskriptor
	Regionale Selbstversorgungsziele von 100% Ziele

Installierte Kraftwerksleistung

Die installierte Kraftwerksleistung für die einzelnen Stützjahre ist in Abb. 36 dargestellt. Zu beobachten ist folgendes:

- Die Nachfrage beeinflusst die benötigte installierte Kraftwerksleistung maßgeblich, daher ist ein deutlicher Unterschied zwischen den Stagnations- und den Enthusiasmusszenarien erkennbar
- In fast allen Szenarien zeigt sich, dass durch die Selbstversorgungsziele die installierte Leistung erhöht wird.
- Der Effekt ist insbesondere deutlich in den Stagnationsszenarien ausgeprägt, da ohne die Selbstversorgungsziele ein geringerer EE-Anteil erreicht wird (60-65%)
- Im zentralen Stagnationsszenario ist nahezu eine Verdopplung der Leistung in 2050 zu verzeichnen (dies ist bedingt durch eine Verdopplung des Erneuerbaren Anteils)
- In den Vollausbau- und Enthusiasmusszenarien haben die Selbstversorgungsziele nur eine geringe Steigerung der Installierten Erzeugungsleistung zur Folge (1-3%). Dies ist dadurch begründet, dass auch ohne regionale Ziele derselbe hohe Anteil Erneuerbarer (>95%) erreicht wird.
- Mit regionaler Zielsetzung erhöht sich insbesondere der Anteil an PV-Aufdachanlagen



Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Abb. 36 Installierte Kraftwerksleistung in den 5 Szenarien in den Varianten A' (ohne Ziele), A(mit konsistenten Zielen) und B(mit 100% Zielen)

Technologiemix in 2050 (dargestellt in Abb. 37):

Stagnation und Skepsis – zentral: Insgesamt erhöht sich die Erzeugungsleistung in 2050 deutlich (ca das 1,3 fache in Variante A und das 1,5 fache in Variante B). Eine Reduktion der GuD Anlagen um knapp eine Halbierung der Leistung ist zu erkennen, sowie ein deutlicher Anstieg der PV, Wind und Wasserkraftleistung. Während vorher keine PV-Aufdachanlagen gebaut werden, steigt deren Anteil insbesondere bei 100% Zielen deutlich an.

Stagnation und Skepsis – dezentral: Auch in diesem Szenario ist die Erzeugungsleistung deutlich höher (Faktor 1,2 (A) – 1,3 (B)) als ohne regionale Selbstversorgungsziele. Der Rückgang der GuD-Leistung ist weniger ausgeprägt als in dem zentralen Stagnationsszenario, was auf den niedrigen CO₂-Preis zurückzuführen ist. In diesem Szenario wird neben PV-Aufdachanlagen und Wasserkraft insbesondere auch die Windkraft deutlich zugebaut. Im Unterschied zu dem zentralen Szenario nimmt die Leistung an PV-Freiflächenanlagen ab.

Anpassung und Optimismus: Insbesondere ist ein Rückgang der GuD-Leistung auf 39% (von 83 GW auf 32 GW) in Variante A und auf 42% in Variante B zu erkennen. Insgesamt steigt die Erzeugungsleistung um rund 13% mit regionalen Selbstversorgungszielen insbesondere durch den Zubau von Wind, PV und Wasserkraft. Die deutlichsten Anstiege zeigen sich bei PV-Aufdachanlagen und Biogasanlagen, im Vergleich zu der Szenarienvariante ohne regionale Ziele.

Vollausbau und Enthusiasmus – zentral: In diesem Szenario zeigt sich generell nur eine marginal höhere installierte Leistung in A gegenüber A'. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der erneuerbaren Anteil nahezu gleich bleibt. Zu beobachten ist ein leichter Rückgang in der GuD-Leistung und der PV-Freiflächenleistung hin zu einer Erhöhung der PV-Aufdachanlagen sowie von Windkraftanlagen.

Vollausbau und Enthusiasmus – dezentral: Auch in diesem Szenario sind die Auswirkungen auf die installierte Erzeugungsleistung in 2050 gering. Auch hier wird ein Rückgang der GuD und Freiflächenanlagen mit einer Erhöhung bei WKA und PV-Aufdachanlagen ausgeglichen.

Szenario	Biogas	Braunkohle	Gas und Dampfturbine	Gasturbine	PV Aufdach	PV Freifläche	Steinkohle	Wasserkraft	Wind	Gesamt
Stag_Z_A'	0.0	2.8	62.6	1.4	0.0	47	7.7	7.3	87	215
Stag_Z_A	0.0	2.8	30.7	1.4	0.1	65	7.7	13.1	165	285
Stag_Z_B	1.0	2.8	27.3	1.4	17.1	83	7.7	14.1	166	320
Stag_D_A'	0.0	2.8	63.5	1.4	0.0	100	7.7	6.8	55	237
Stag_D_A	0.0	2.8	48.8	1.4	1.5	94	7.7	8.5	124	288
Stag_D_B	0.0	2.8	46.9	1.4	19.9	80	7.7	8.6	150	318
Anpassung_A'	0.0	2.8	83.6	1.4	0.0	131	7.7	8.0	208	442
Anpassung_A	0.0	2.8	32.9	1.4	2.3	170	7.7	18.3	258	493
Anpassung_B	0.8	2.8	34.8	1.4	16.8	158	7.7	18.4	262	503
Enthusiasmus_Z_A'	0.0	2.8	8.8	1.4	0.0	246	7.7	13.9	207	487
Enthusiasmus_Z_A	0.0	2.8	8.3	1.4	6.4	241	7.7	13.9	209	491
Enthusiasmus_Z_B	0.0	2.8	7.1	1.4	30.3	206	7.7	13.6	220	489
Enthusiasmus_D_A'	0.0	2.8	18.8	1.4	0.0	350	7.7	13.6	265	660
Enthusiasmus_D_A	0.0	2.8	17.9	1.4	26.9	323	7.7	13.6	284	678
Enthusiasmus_D_B	0.0	2.8	18.0	1.4	40.2	310	7.7	13.6	281	674

Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Abb. 37 Installierte Leistung in 2050 in GW in Anlehnung an (Senkpiel und Hauser)

Installierte Speicherkapazität

Abb. 38 zeigt die installierte Leistung der Batterie- und Pumpspeicher in den unterschiedlichen Szenarien und den jeweiligen Ausprägungen (A', A und B). Es wird deutlich, dass der Speicherbedarf erst mit Zunahme der erneuerbaren Leistung und Erzeugung zunimmt. So ist der Bedarf in den Vollausbau szenarien in 2030 schon vorhanden, während der Speicherbedarf in den Stagnationsszenarien erst in 2040/2050 auftritt und deutlich unter dem Bedarf der Vollausbau und Anpassungsszenarien ist.

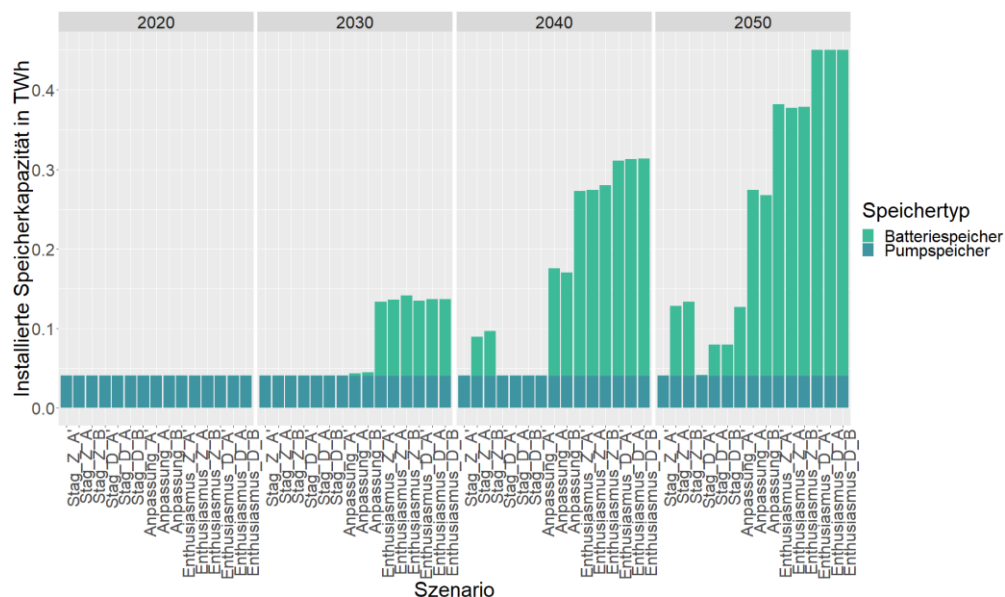


Abb. 38 Installierte Speicherkapazität der Szenarien für die jeweiligen Varianten A', A und B

Der Vergleich der Varianten zeigt dass in den drei Szenarien Stagnation und Skepsis dezentral und zentral sowie Anpassung und Optimismus höhere Speicherbedarfe mit der Setzung der regionalen Selbstversorgungsziele verbunden ist. In den Vollausbau szenarien sind nur marginale Unterschiede zu beobachten.

Die Zielvarianten unterscheiden sich nicht wesentlich voneinander. In dem zentralen Stagnations-Szenario wird in 2050 um Faktor 1,8-1,9 mehr installierte Speicherkapazität benötigt, in dem dezentralen Szenario hingegen nur Faktor 1,2. Eine deutliche Erhöhung der Speicherleistung zeigt sich insbesondere auch in dem Szenario Anpassung und Optimismus. Hier zeigt sich eine Verdopplung der Speicherkapazität.

Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Stromerzeugungsmix

Der Stromerzeugungsmix der modellierten Szenarien ist in Abb. 39 dargestellt.

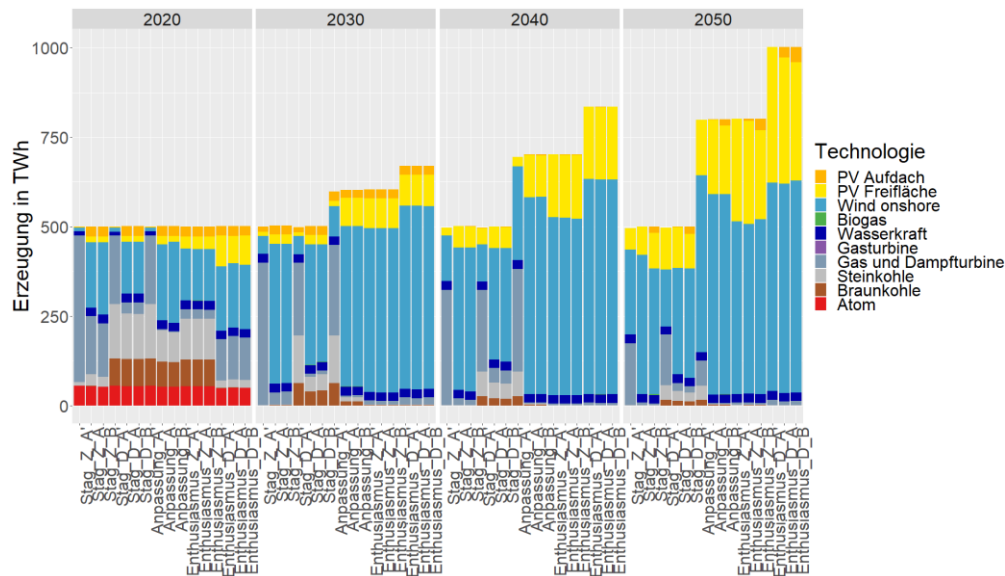


Abb. 39 Stromerzeugungsmix in den Stützjahren der 5 Szenarien mit den jeweiligen regionalen Zielvarianten

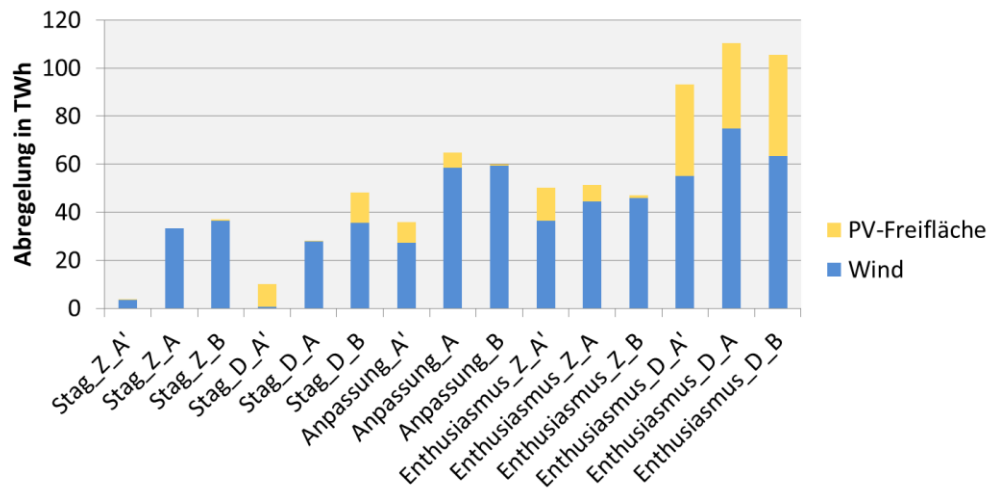
Die wesentlichen Erkenntnisse sind folgende:

Der Großteil der Erzeugung wird durch Windkraftanlagen gefolgt von Photovoltaik Freiflächen Anlagen gedeckt. Dies entspricht den Annahmen über das verfügbare Leistungspotenzial. Zu beobachten ist zudem, dass der Anteil der PV-Aufdachanlagen in 2040 zunächst rückgängig ist. Dies ist dadurch bedingt, dass die vorhandenen Anlagen, nach Ablauf der technischen Lebensdauer, zurückgebaut werden. Die jeweiligen Varianten ohne Ziele (A') zeigen, dass in diesen Szenarien keine Aufdachanlagen wieder aufgebaut werden. Diese kommen nur in das System, wenn regionale Selbstversorgungsziele gesetzt sind, um die geforderten Anteil zu decken. Kostengünstiger wären die PV-Freiflächenanlagen. Im Abschnitt „Systemkosten“ wird jedoch erkenntlich, dass der Kostenunterschied gering ist.

Zudem ist deutlich erkennbar, dass der Anteil von konventioneller Erzeugung in den Varianten ohne Ziel (in Stagnation und Anpassung) deutlich höher ist, als in den Szenarien mit regionaler Zielsetzung

Damit verbunden ist der Einfluss der Ziele auf die **CO₂-Emissionen**:

- Einer deutlichen Reduktion (ca. 77%) der Emissionen mit regionalen Selbstversorgungszielen in Stagnation zentral und Anpassung und Optimismus
- In Stagnation dezentral zeigt sich eine Reduktion der CO₂-Emissionen um ca. die Hälfte durch regionale Selbstversorgungsziele
- In den Vollausbau und Enthusiasmus Szenarien zeigen sich nur marginale Änderungen



Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Abb. 40 Abregelung von erneuerbaren in den einzelnen Szenarien in 2050

Wie in Abb. 40 dargestellt wirken sich die unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen auf die benötigte Abregelung der fluktuierenden Erzeuger aus. In nahezu allen Szenarien ist erkennbar, dass die benötigte Abregelung mit regionaler Selbstversorgung steigt. Dies ist erwartet, da die sonstigen harmonisierenden Effekte, durch den Austausch zwischen den Regionen eingeschränkt sind und mehr Erzeugungsleistung im System ist. In den stagnierenden Szenarien wird vorrangig Windenergie, im Vollausbau (dezentral) wird zusätzlich auch deutlich PV-Strom abgeregelt.

Systemkosten

Die Systemkosten der Szenarien sind in Abb. 41 dargestellt. Abgebildet sind die aufsummierten Kosten über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2050, aufgeschlüsselt in die einzelnen Kostenbestandteile, die Ziel der Minimierung im Systemmodell sind.

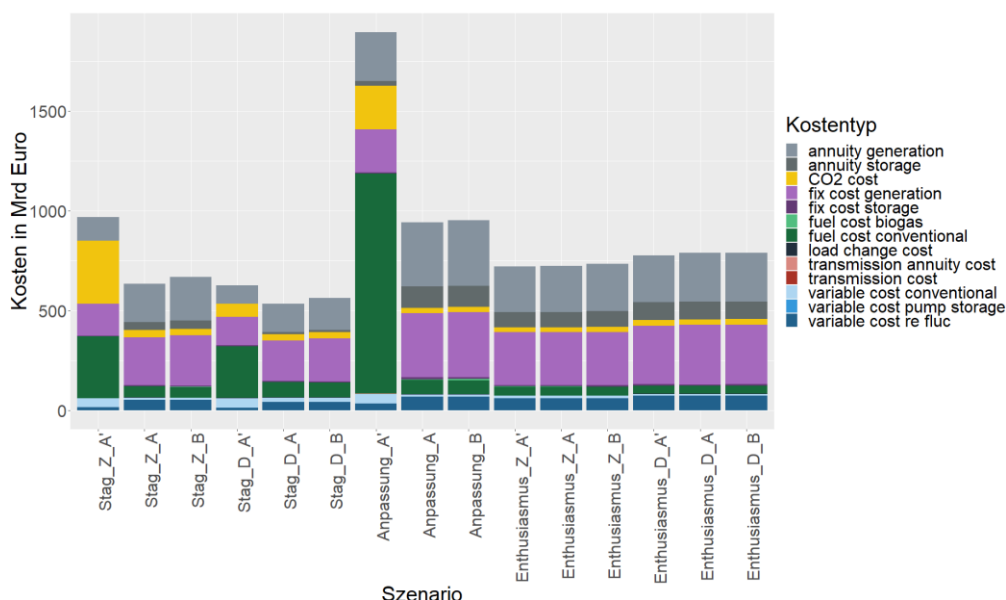


Abb. 41 Gesamte Systemkosten der einzelnen Szenarien und Szenario Varianten

Wesentliche Erkenntnisse aus der Untersuchung sind:

In dem Szenario **Anpassung und Optimismus** führen die regionalen Selbstversorgungsziele zu einer Kostenreduktion von 50%. Dies ist begründet durch die hohen Brennstoffkosten, die den größten Kostenanteil ausmachen, wenn das System

dadurch eingeschränkt ist, dass EE-Ziele zwischen 80-85% liegen müssen. In einer freien Optimierung ohne die Begrenzung des nationalen EE-Ziels auf 80-85% würden in diesem Szenario kostenoptimierend höhere Anteile EE erreicht werden. Zudem fallen in dem Szenario ohne Ziele CO₂-Emissionskosten an.

Das **zentrale Stagnationsszenario** hat einen ähnlichen Effekt (30-34% Kostenreduktion gegenüber dem Szenario ohne regionale Ziele), bei gleichzeitig niedrigeren Gesamtkosten (bedingt durch eine geringere Nachfrage). In diesem Szenario sind insbesondere die hohen CO₂-Preise ein großer Kostentreiber, wenn das System EE-Anteile zwischen 60-65% erreichen muss. Auch hier würden in einer freien Optimierung deutlich höhere Anteile EE erreicht werden, da dies zu einem günstigeren Gesamtsystem führt.

In dem **dezentralen Stagnationsszenario** werden durch die regionalen Ziele Kostenreduktionen von 10-15% erreicht. Der Unterschied ist hier nicht so deutlich ausgeprägt wie in dem zentralen Szenario, da die Brennstoff- und CO₂-Preise in diesem Szenario niedrig sind. Daher werden hier EE Anteile von 60% erreicht, während in dem zentralen Szenario die Brennstoff- und CO₂-Kosten dazu führen, dass die Obergrenze von 65% EE-Anteil erreicht wird.

Weiter ist zu erkennen, dass in den **Vollausbau und Enthusiasmus** Szenarien sehr geringe Kostenunterschiede zwischen den Varianten auftreten. Dies ist dadurch bedingt, dass die regionalen Ziele keinen Einfluss auf den EE-Anteil in 2050 haben.

Regionale Technologieverteilung und Netzausbau

Abb. 42 zeigt die Verteilung der Selbstversorgungsgrade der einzelnen Regionen, innerhalb der regionalen Kategorien (hohes, mittleres und niedriges Selbstversorgungspotenzial).

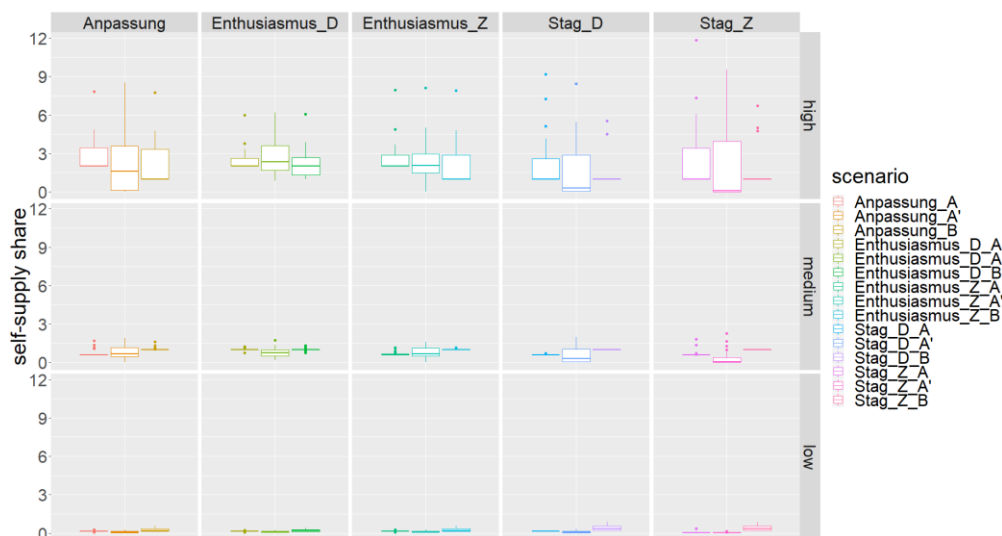
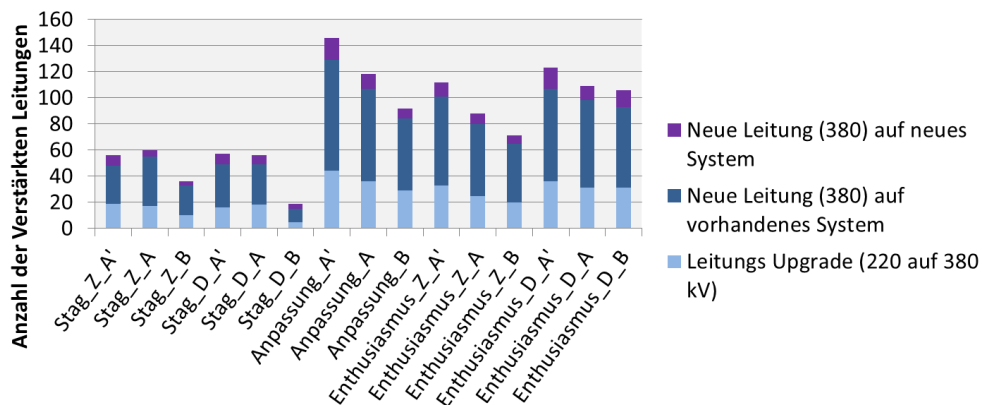


Abb. 42 Boxplot über die regionale Verteilung der Selbstversorgungsgrade der einzelnen Regionen untergliedert in die Kategorien hohes, mittleres und niedriges Potenzial

Die wesentlichen Erkenntnisse sind:

- In allen Szenarien zeigt sich eine andere Verteilung der Selbstversorgungsgrade über die Regionen mit regionalen Zielsetzungen.
- Die Unterschiede sind am deutlichsten in den Regionen mit hohen Selbstversorgungsgraden (insbesondere in den Stagnationsszenarien zeigt sich, dass sich in der Variante mit 100% Zielen eine Harmonisierung der Verteilung und das sich der Median der Selbstversorgung deutlich nach oben verlagert, was bedeutet, dass sich die Regionen tendenziell mehr selbst versorgen)
- Auch in den Regionen mit mittleren und niedrigen Potenzialen ist eine Erhöhung der Selbstversorgungsgrade zu beobachten.

Abb. 43 zeigt die Ergebnisse der Modellrechnungen in Bezug auf die Anzahl der Netzausbaumaßnahmen für alle Szenarien sowie die beschriebenen Varianten.



Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

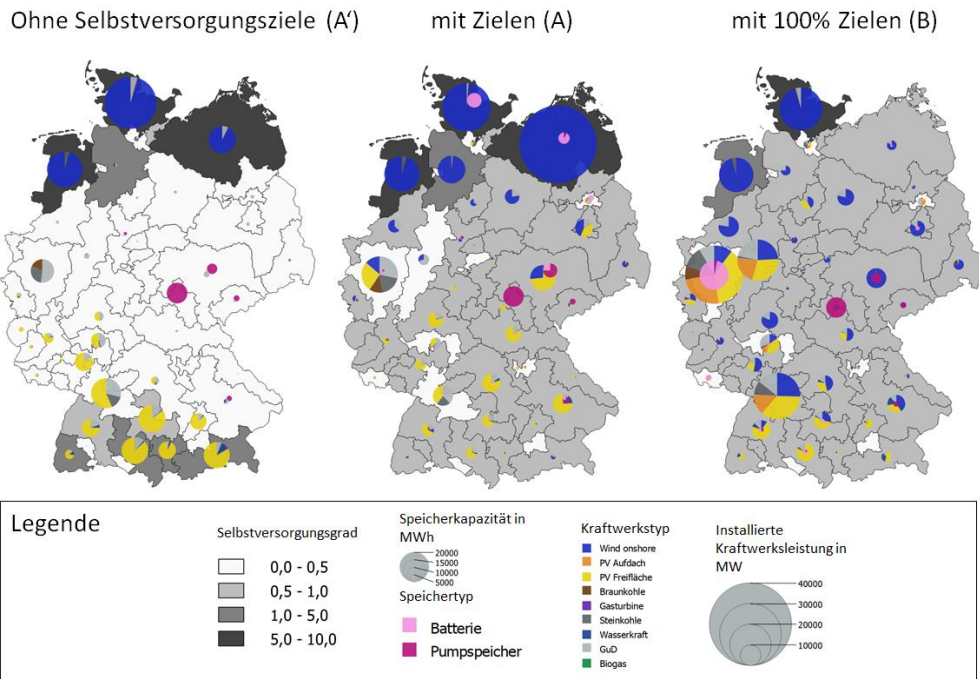
Abb. 43 Anzahl der Netzausbaumaßnahmen in den Szenarien und deren Varianten

Die zentralen Ergebnisse sind:

- Insbesondere in den 100%-Varianten werden deutlich weniger Netzausbaumaßnahmen benötigt als ohne regionale Zielsetzung. Dies liegt daran, dass die Erzeugungskapazitäten an den regionalen Lasten ausgelegt sind, was jedoch einer höheren EE-Leistung bedarf und mit mehr Abregelungen von fluktuierenden Erzeugern verbunden ist und dadurch im Vergleich zu der Variante A zu geringfügig höheren Kosten führt.
- In beiden Stagnationsszenarien führt die Zielsetzung, orientiert an den Selbstversorgungspotentialen (A), zu ähnlich hohem Netzausbau wie die Variante ohne Zielsetzung. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der zusätzliche erneuerbaren Ausbau nicht an der regionalen Last orientiert ist und, dass es Überschussregionen (insbesondere im Norden) gibt.
- In den Szenarien Anpassung und Optimismus sowie Vollausbau und Enthusiasmus führen die Ziele jeweils zu einer Reduktion des benötigten Netzausbaubedarfs. Im Vergleich zeigt sich jedoch, dass der Leitungsausbaubedarf insgesamt wesentlich höher ist. Die Begründung hierfür liegt vorrangig in der regionalen Verteilung der Erzeugungsleistung, wie in Abb. 42 deutlich wird.

Abb. 44 zeigt die Selbstversorgungsgrade der Regionen für das Szenario Stagnation und Skepsis dezentral. Ohne das Setzen von Selbstversorgungszielen gibt es wenige Regionen, die ihre Nachfrage zu mehr als 100% bilanziell decken. Vielmehr gibt es Erzeugungszentren, insbesondere in Norddeutschland, die Windstrom exportieren, sowie im Süden, wo Überschüsse durch PV und GuD Anlagen auftreten. Dies zeigt sich auch im Netzausbau (Abb. 45), wo eine Verstärkung zwischen Nord und Süddeutschland zu beobachten ist.

Die Ziele, orientiert an den Potenzialen, führen zu einer Erhöhung des Selbstversorgungsgrads in den Regionen. Deutlich ist jedoch, dass weiterhin in einzelnen Regionen im Norden verstärkt Wind zugebaut und exportiert wird. Der PV Ausbau im Süden ist weniger stark ausgeprägt, da die Regionen mit vergleichsweise geringem Potenzial klassifiziert sind. Deutlich ist jedoch, dass auch in den Regionen in Mitteldeutschland EE ausgebaut werden. Insgesamt führt diese Variante zu leicht geringerem Netzausbau. Dieser dient der Versorgung des Industrie- und bevölkerungsstarken Westens, sowie Berlin, mit den Windüberschüssen der Norddeutschen Regionen.



Auswirkungen von regionalen Selbstversorgungsgraden auf das Energiesystem

Abb. 44 Installierte Leistung, Speicherkapazität und regionale Selbstversorgungsgrade im Szenario Stagnation und Skepsis dezentral

Die 100% Ziele haben einen signifikanten Effekt auf die Verteilung der Erzeugungskapazität. Diese wird in allen Regionen stark ausgebaut, was dazu führt, dass Dachflächenpotenziale genutzt werden, sowie die starken Überschüsse im Norden reduziert werden. Dies führt wiederum zu einer deutlichen Reduktion des Netzausbaubedarfs. Es werden lediglich die Leitungen verstärkt, die den Norden mit dem Westen verbinden.

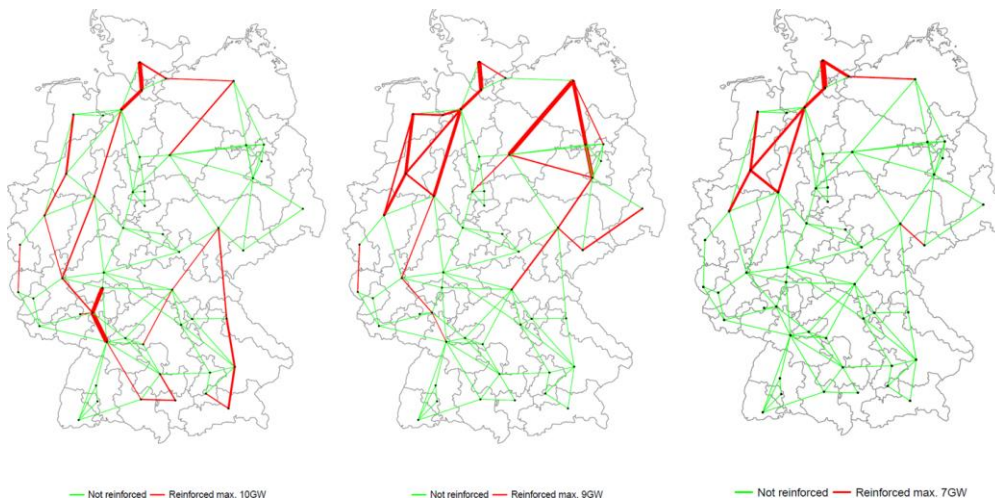
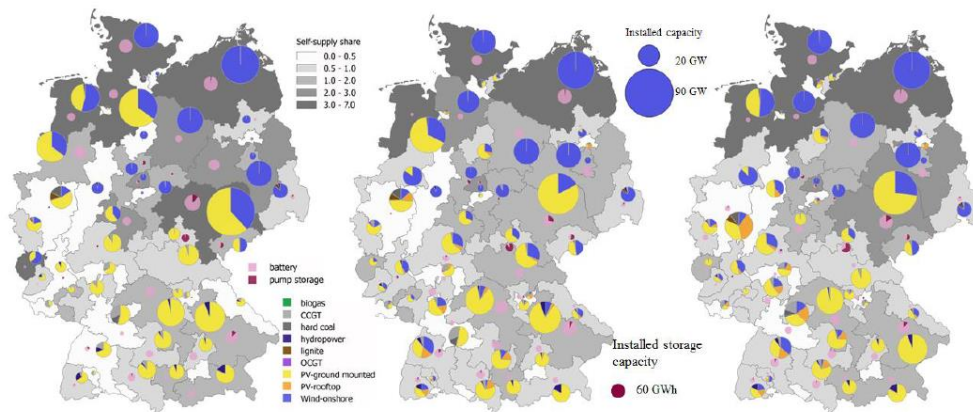


Abb. 45 Netzausbau in dem Szenario Stagnation und Skepsis in den Varianten A'(links), A (mitte) und B (rechts)

Abb. 46 zeigt die regionale Verteilung der Erzeugungsleistung, die Speicherkapazitäten sowie die Selbstversorgungsgrade für das Szenario Vollausbau und Enthusiasmus dezentral. Generell zeigen sich jedoch nur geringere Unterschiede zwischen der Variante mit und ohne Ziele, wie weiter oben anhand der anderen Merkmale beschrieben. Dies liegt darin begründet, dass auch in der Variante ohne Ziele bereits sehr hohe EE Anteile erreicht werden. Auf Grund der sehr hohen Nachfrage von 1.000 TWh (die eine hohe Elektrifizierung aller Sektoren berücksichtigt) bedeutet dies, dass in allen Regionen bereits verstärkt zugebaut wird.



Diskussion und Fazit

Abb. 46 Installierte Leistung, Speicherkapazität und regionale Selbstversorgungsgrade im Szenario Vollausbau und Enthusiasmus – dezentral ohne Ziele (links), mit plausiblen Zielen (mitte) und mit 100% Zielen (rechts)

Durch die zusätzlichen regionalen Ziele ergeben sich dadurch vor allem Veränderungen in der Lokalisierung der installierten Erzeugungsleistungen, die einen reduzierten Netzausbau mit sich bringen. Wie Abb. 47 zeigt, betrifft der Netzausbau fast immer dieselben Korridore mit und ohne Ziele, mit dem Unterschied, dass mit regionalem Ausbau die zusätzlich benötigte Übertragungskapazität geringer ist.

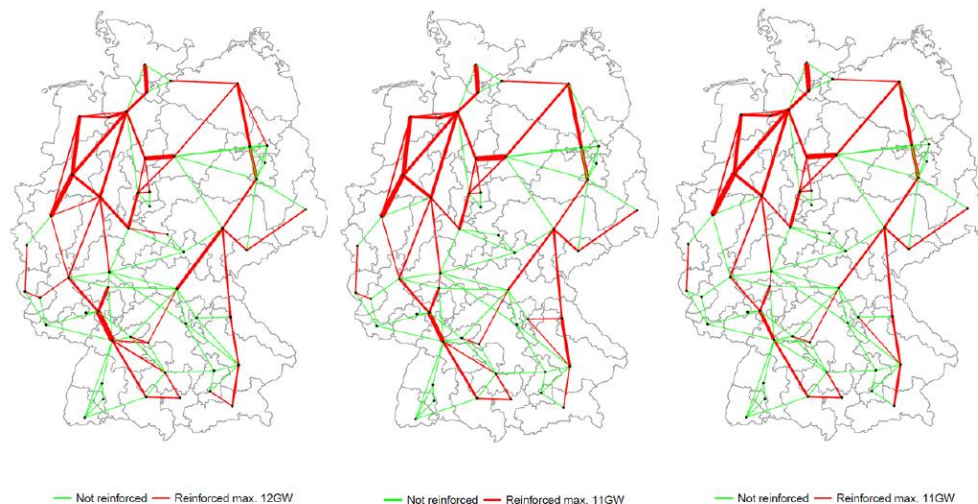


Abb. 47 Netzausbau in dem Szenario Vollausbau und Enthusiasmus – dezentral in den Varianten A'(links), A (mitte) und B (rechts)

1 4 Diskussion und Fazit

Die qualitative Analyse hat gezeigt, dass der Begriff Autarkie eher so verstanden werden muss, dass innerhalb von Regionen bestimmte erneuerbaren Ziele gesetzt werden. Vielmehr hat sich nicht gezeigt, dass Regionen beabsichtigen, sich lastgerecht zu jeder Stunde selbst mit erneuerbaren Energien selbst versorgen zu können. Infolgedessen wird im Kontext dieses Projektes von erneuerbaren Selbstversorgungszielen ausgegangen, die sich auf den Jahresenergiebedarf beziehen. Abb. 48 zeigt eine Zusammenfassung der Chancen und Risiken der Selbstversorgungsziele, die durch das Projekt aufgedeckt wurden. Generell ist zu sagen, dass die Effekte durch die regionale Zielsetzung am deutlichsten in den Stagnations- und dem Anpassungsszenario auftreten. Da in diesen Szenarien ohne regionale Zielsetzung nur Anteile von 60% und 80% erreicht werden. Der stärkste Effekt ist die

Kostenreduktion, die durch die regionale Zielsetzung erreicht werden kann, da selbst bei niedrigen CO₂- und Brennstoffpreisen und mäßig sinkenden EE-Investitionskosten ein verstärkter Erneuerbaren Ausbau kostengünstiger wäre als ein System, das noch einen Anteil von 40% fossilen Energien enthält.

Chancen	Risiken
Geringerer Netzausbau nötig (insbesondere wenn hohe Selbstversorgungsgrade erreicht werden)	Höherer Abregelungsbedarf von EE
Lastnahe Erzeugung und Harmonisierung der Lokalisierung von Erzeugungseinheiten (Verringerung von Erzeugungszentren)	Höhere Installierte Leistungen von EE in Stagnierenden Szenarien
Höhere Anteile von PV-Aufdachanlagen, da auch teurere Potenzialflächen genutzt werden - dadurch bürgernähere Erzeugung und Beteiligung	Erhöhter Speicherbedarf in stagnierenden Szenarien
Signifikante Gesamtkostensenkung bei Szenarien, die im Vergleich niedrigeren EE Ausbau haben	
Verringerung von CO ₂ -Emissionen und EE-Anteil in Szenarien, in denen ohne regionale Ziel nur Anteile von 60-80% erreicht werden	

Abb. 48 Chancen und Risiken von hohen Selbstversorgungsgraden

Insgesamt zeigt die Analyse auf Basis von konsistenten Szenarien, dass das Setzen von erneuerbaren Selbstversorgungszielen innerhalb von Zusammenschlüssen von Landkreisen mit vielen positiven Effekten verbunden ist – insbesondere wenn auf Bundesebene ein eher stagnierendes Klima vorliegt – und daher viele Chancen aus gesamtdeutscher Systemsicht bietet. In Szenarien, in denen die Energiewende generell deutlich gesellschaftlich verankert ist, haben die Selbstversorgungsziele eher geringe Effekte und bieten somit weder große Vor- noch Nachteile.

Aus Sicht der qualitativen Systemanalyse stellen sich neben dem nationalen Anteil EE an der Stromversorgung vor allem die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung, als auch die Politikstabilität auf Bundesebene als wirkmächtigste Deskriptoren da. Die Wichtigkeit der beiden letztgenannten Dimensionen wurde auch in allen geführten Interviews betont. Durch häufige Änderungen der Rahmenbedingungen werden aus Sicht der Interviewten vor allem Investitionen auf lokaler Ebene erschwert, welche wiederum einen wichtigen Beitrag zur positiven Einstellung der Bevölkerung gegenüber der Energiewende leisten.

1 5

Zahlenmäßiger Nachweis

Fraunhofer ISE

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgt separat und wird durch die zentrale Verwaltung in München vorgelegt.

ZIRIUS

1 6

Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Im Folgenden wird für jeden Projektpartner einzeln die Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit nachgewiesen. Dafür wird pro Partner dargestellt, welche wesentlichen Konzepte und Entwicklungen im Projekt erarbeitet wurden und dem Stand ohne die Projektergebnisse aus AutGrid gegenübergestellt. Dadurch wird ersichtlich, welche wesentlichen Bestandteile zum Projekterfolg beigetragen haben und für die Zielerreichung zielführend waren.

16.1

Fraunhofer ISE

Ohne AutGrid

Ohne das Projekt waren bisher keine Analysen bekannt, die Regionen anhand ihres Potenzials geclustert haben

Der Ausbau des Stromnetzes und der Zubau von erneuerbaren Energien werden konsekutiv durchgeführt.

Mit AutGrid

Clusterung von Regionen anhand ihres erneuerbaren Selbstversorgungspotenzials

Durch die Integration eines Stromnetzmodells in den Energiesystemoptimierer, werden die Kosten des Netzausbaus aufgrund der Installation von Kraftwerken mitberücksichtigt. Das heißt es werden Anreize geschaffen auch Potentialflächen für erneuerbare Energien zu nutzen, die einen vergleichsweise geringen Ertrag versprechen, jedoch durch vermiedenen Netzausbau volkswirtschaftlich optimal sind.

Netzausbau wird somit verringert, indem Erzeugungskapazitäten in der Nähe von Verbrauchszentren gebaut werden und Flexibilitäten dort geschaffen werden, wo überschüssige Erzeugung installiert ist.

	Insgesamt wird so der Zubau der erneuerbaren Energien besser auf Deutschland verteilt. Damit werden zwei positive Effekte erzielt. Erstens wird vermieden, dass in einzelnen Regionen Ablehnung aufgrund des hohen Zubaus von erneuerbaren Energien entsteht. Zum anderen bekommen Regionen mit geringeren zu erwarteten Erträgen die Möglichkeit wirtschaftlich durch die Partizipation an der Energiewende zu profitieren.	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit
Keine Bewertung der Effekte von Selbstversorgungszielen aus Gesamtd deutscher Perspektive	Die Quantifizierung der Effekte von erneuerbaren Selbstversorgungszielen auf das Gesamtsystem anhand von konsistenten Szenarien wurde durch das Projekt ermöglicht und durchgeführt, sodass die Chancen und Risiken von Selbstversorgungszielen auf dieser Basis bewertet werden konnten	

16.2 ZIRIUS

Ohne AutGrid	Mit AutGrid
Keine Erfassung der Beweggründe für regionale Autarkiebestrebungen und hohe Selbstversorgungsziele über Literaturrecherche hinaus möglich.	Erfassung der Beweggründe und Treiber für regionale Autarkiebestrebungen und Selbstversorgungsziele, sowie der wichtigsten Einflussgrößen auf die regionale Institutionalisierung dieser Ziele durch Stakeholderinterviews. Klärung des Autarkieverständnisses wichtiger Stakeholder durch Interviews.
Keine konsistenten Szenarien mit Bezug zu regionalen Selbstversorgungszielen. Unklarheit über wichtigste Einflussgrößen und deren Wechselwirkungen.	Konsistente und transparente Szenarien mit Bezug zu regionalen Selbstversorgungszielen durch die Anwendung des Konzepts Kontextszenarien unter Verwendung der Methode Cross-Impact Bilanzanalyse. Evaluation von Wechselwirkungen zwischen den wichtigsten Einflussgrößen auf regionale Selbstversorgungsziele.
Keine systematische Erfassung regionaler Selbstversorgungsziele.	Systematische Erfassung aktueller regionaler Selbstversorgungsziele durch die Literaturanalyse aller zugänglichen regionaler Klimaschutzpläne.

17.1

Fraunhofer ISE

UNSER FAZIT

Im Projekt AutGrid wurde ein umfassendes Strommarktmodell (ENTIGRIS) weiterentwickelt und insbesondere bezüglich der Netzausbauplanung deutlich verbessert. Zudem wurden sämtliche Daten, die für die Stromsystemausbauoptimierung benötigt werden in hoher regionaler Auflösung (Landkreisebene) erhoben und in einer relationellen und geographischen (PostgreSQL) Datenbank gespeichert. Es wurden automatisierte Skripte erarbeitet, die auf Basis von Zusammenschlüssen beliebiger benachbarter Landkreise sämtliche Inputdaten aggregieren, um die Ausbauplanung mit ENTIGRIS durchführen zu können. Hierfür wurden zum einen Cluster Methoden für regionale Zusammenschlüsse erarbeitet und durchgeführt, zum anderen Methoden für die Clusterung von Zeitschritten und insbesondere auch für Clusterungen des Übertragungsnetzes. Hierfür wurden verschiedenste Ansätze miteinander verglichen und hinsichtlich der Eignung der Verwendung im Stromsystemausbauoptimierer bewertet.

Auf Basis der von ZIRIUS erarbeiteten konsistenten Szenarien, unter Berücksichtigung von Koppeldescriptoren zwischen den CIB-Szenarien und der mathematischen Optimierung konnte die Systemoptimierung durchgeführt werden. Die finalen Szenarien wurden jeweils mit und ohne erneuerbare Selbstversorgungsziele gerechnet und bewertet. Auf dieser Basis konnten dann die Chancen und Risiken von regionalen Selbstversorgungszielen quantifiziert werden. Das zentrale Fazit hieraus ist, die Ziele insbesondere in stagnierenden Systemen deutliche Chancen bieten, da geringer Systemkosten bei gleichzeitig deutlich reduzierten CO₂-Emissionen resultieren. In Szenarien, in denen bereits sehr hohe erneuerbaren Ziele auf nationaler Ebene erreicht werden, zeigen sich eher geringe Effekte auf das Gesamtsystem.

Für Fraunhofer ISE steht hinsichtlich der Verwertung der Ergebnisse im Vordergrund, diese der wissenschaftlichen community über Publikationen zur Verfügung zu stellen und zu diskutieren. Hierzu wurden eine Reihe von Veröffentlichungen sowohl auf Konferenzen, als auch in Journals platziert, wie in Kapitel 18 dargestellt.

Mit der Weiterentwicklung von ENTIGRIS sowie der umfänglichen Erhebung der Daten auf Landkreisebene zu Potenzialen, Erzeugungszeitreihen, Lasten sowie dem Technologiebestand und der dazugehörigen automatisierten Parametrierung, nach beliebigen regionalen Clustern, erwartet das Fraunhofer ISE weitere Fragestellungen in Forschungsprojekten bezüglich der Ausbauplanung des Stromsystems und der lokalen Verteilung von Erzeugungseinheiten, Speichern und des Netzausbaus durchführen zu können. In dem Projekt AutGrid wurde hierfür eine sehr umfangreiche und gute Basis geschaffen, um weitere Beiträge zur wissenschaftlichen und gesellschaftlichen Debatte zu leisten. Deutlich hervorzuheben ist auch die Erfahrungen die in dem interdisziplinären Team aus Energiesystemmodellierung und Sozialwissenschaften gesammelt wurden und damit eine gute Basis für weitere interdisziplinäre Projekte bietet.

Im Projekt AutGrid wurden von ZIRIUS eine Akteursanalyse und Literaturrecherche zum Thema Netzautarkie durchgeführt, sowie konsistente und transparente Szenarien mit dem Fokus auf regionale Autarkiebestrebungen durchgeführt.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass sich lokale Initiativen zum Ausbau Erneuerbarer Energien seit Antragsstellung (2015) mittlerweile sehr stark und erfolgreich Vernetzt haben und Klimaschutzbestrebungen auf regionaler Ebene inzwischen stärker institutionalisiert sind, z.B. durch die Einstellung von Klimaschutzmanagern. Dadurch war die Rekrutierung von Mitwirkenden am Forschungsprojekt schwieriger als bei Antragsstellung abzusehen war. Für zukünftige Projekte in diesem Bereich bedeutet das, dass die Einbindung von Stakeholdern bereits in der Antragsphase erfolgen sollte und Mittel für die Mitwirkung der Stakeholder bereit gestellt werden sollten, sowie die Knappheit in diesem Bereich stärker berücksichtigt werden muss; punktuelle Interviewtermine waren unter erhöhtem Aufwand zu realisieren, eine längerfristige und zeitintensivere Mitarbeit scheint aber nur durch oben genannte Maßnahmen zu realisieren zu sein.

Als erfolgreich wird die Anwendung des Konzepts der Erstellung von Kontextszenarien mittels Cross-Impact Bilanzanalyse bewertet, welche in diesem Projekt mit einem Partner durchgeführt wurde, der dieses Konzept bisher noch nicht angewandt hatte. Da das Konzept der Kontextszenarien die traditionelle Modellierung von Energieszenarien zum Teil kritisiert, wird das nicht als selbstverständlich erachtet und die dadurch stärkere Auseinandersetzung mit Unsicherheit in Energieszenarien – sowie den aus ihnen ableitbaren Ergebnissen – als Erfolg gewertet.

Die Forschung im Projekt erlaubte weiterhin eine differenzierte Auseinandersetzung mit dem mittlerweile weitverbreiteten, aber oft ungenau verwendeten Begriff der Energieautarkie, sowie die Erhebung zentraler Beweggründe für die Beliebtheit dieses Konzeptes. Zudem konnte das Verständnis des Begriffes bei unterschiedlichen Stakeholdern genauer erfasst werden, als es durch Literaturanalyse möglich ist. Für zukünftige Projekte, die diesen Aspekt berücksichtigen, ergibt sich dadurch eine Begriffsschärfung und Verbreiterung der empirischen Basis.

ZIRIUS sieht durch die Ergebnisse des Projektes eine Erweiterung der empirischen Basis für Diskussionen über Autarkiebestrebungen und den Gegensatz zwischen zentralen und dezentralen Energiesystemen; daraus sollten sowohl die wissenschaftlichen Community, als auch Praktiker und Politik einen Nutzen ziehen können.

18

Veröffentlichung der Ergebnisse

Konferenzen

- 13th International conference on the European Energy Market, 6.-9. Juni 2016, Porto, Portugal, Poster "Concept of evaluating chances and Risks of Grid Autarky" (C. Senkpiel)
- SciGRID International Conference on Power Grid Modelling, 30.-31.03.2017, Oldenburg, Vortrag "Evaluation of load flow and grid expansion in a unit-commitment and expansion optimization model" (C. Senkpiel)
- SciGRID International Conference on Power Grid Modelling, 30.-31.03.2017, Oldenburg, Vortrag "Impact of grid reduction on modelling accuracy of line usage rates" (W. Biener)

- (De-)zentrale Energiewende – Wirklichkeiten, Widersprüche und Visionen, Berlin, 11.04.2017, Vortrag „Die Rolle von Erneuerbaren Energieregionen im Energiesystem - Ein interdisziplinärer Ansatz zur Bewertung“ (C. Senkpiel)
- Kommunale Klimaschutzkonferenz des Klimabündnis, 12.-14. November 2018, Kaiserslautern, Abschlussworkshop (C. Senkpiel, W. Hauser)

Veröffentlichung der Ergebnisse

Netzwerktreffen (Zukunftsfähige Stromnetze)

- Vortrag und Poster auf dem Netzwerktreffen Zukunftsfähige Stromnetze am September 2016 in Berlin
- Vortrag und Poster auf dem Netzwerktreffen Zukunftsfähige Stromnetze am Februar 2017 in Berlin
- Vortrag und Poster auf dem Netzwerktreffen Zukunftsfähige Stromnetze am November 2018 in Berlin

Journal Paper

Biener, W., Senkpiel, C., Shammugam, S., Garcia Rosas, K.R., Linke, M. and Eibl, O. (2018), "Impact of grid reduction on modelling accuracy of line usage rates", *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 977, p. 12001.

Senkpiel, C., Biener, W., Shammugam, S. and Längle, S. (2018), "Evaluation of load flow and grid expansion in a unit-commitment and expansion optimization model SciGRID International Conference on Power Grid Modelling", *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 977, p. 12008.

Senkpiel, C., Shammugam, S., Biener, W., Hussein, N.S., Kost, C., Kreifels, N. and Hauser, W. (2016), "Concept of evaluating chances and risks of grid autarky", paper presented at 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 6-9 June 2016, Porto, Portugal, available at: <http://ieeexplore.ieee.org/ielx7/7514734/7521173/07521177.pdf?tp=&arnumber=7521177&isnumber=7521173> (accessed 27 March 2017).

Senkpiel, C. and Hauser, W., "Systemic evaluation of effects of regional self-supply targets on the German energy system using consistent scenarios and system optimization" eingereicht in Energy Scenarios

Journal Paper (in Planung)

Biener, W. and Garcia, K-R, "Grid Reduction for Energy System Analysis"

- Anderer, Pia; Dumont, Ulrich; Massmann, Edith; Keuneke, Rita (2012): Wasserkraftnutzung in Deutschland. Wasserrechtliche Aspekte, ökologisches Modernisierungspotenzial und Fördermöglichkeiten. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_22_2012_naumann_bericht_2_wasser_als_ee_recht_foederung_mit_anhang_neue_website.pdf, zuletzt geprüft am 28.02.2018.
- Bauchhage, Christian (2015): NumPy / SciPy Recipes for Data Science: k-Medoids Clustering. Technical Report. University of Bonn, Bonn, zuletzt geprüft am 14.01.2019.
- Biener, Wolfgang; Senkpiel, Charlotte; Shammugam, Shivenes; Garcia Rosas, Klaus René; Linke, Manuela; Eibl, Oliver (2018): Impact of grid reduction on modelling accuracy of line usage rates. In: J. Phys.: Conf. Ser. 977, S. 12001. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012001.
- BMVI (2015): Räumlich differenzierte Flächen-potentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin. BMVI (08/2015), zuletzt geprüft am 16.01.2018.
- Borowski, André; Adler, Philipp; Erdmann, Georgia; Stinner, Walter; Thrän, Daniela; Mantau, Udo et al.: Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen (Status quo in Deutschland), Bd. 36. Online verfügbar unter https://www.bioliq.de/downloads/schriftenreihe_band_36_web_01_09_15.pdf, zuletzt geprüft am 28.02.2018.
- Bundesnetzagentur (2017): Bedarfsermittlung 2017-2030 - Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.
- Dietrich Oeding; Bernd R. Oswald (Hg.) (2011): Elektrische Kraftwerke und Netze: Springer.
- DLR (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. DLR; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie; IFEU, zuletzt geprüft am 29.01.2018.
- Egerer, Jonas (2016): Open Source Electricity Model for Germany (ELMOD-DE). Data Documentation. Hg. v. DIW Berlin. Berlin, zuletzt geprüft am 05.04.2017.
- EuPD (2012): Die Zukunft des PV-Freiflächensegments in Deutschland. EuPD Research, zuletzt geprüft am 16.01.2018.
- Fraunhofer ISE (2019): Power system model for expansion planning and unit-commitment. Unter Mitarbeit von Christoph KOst und Charlotte Senkpiel. Hg. v. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/energy-system-technology/energy-system-analysis/energy-system-models-at-fraunhofer-ise/entigris.html>.
- Fraunhofer ISI (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pflüger, Bernd Tersteegen, Bernd Franke. Hg. v. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.10.2017.

- Fraunhofer IWES (2011): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Hg. v. Bundesverband Wind Energie. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2017.
- Görner, Klaus; Sauer, Dirk Uwe (2017): Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Hg. v. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. Online verfügbar unter http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2018.
- Grau, Thilo; Huo, Molin; Neuhoff, Karsten (2011): Survey of Photovoltaic Industry and Policy in Germany and China. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), zuletzt geprüft am 30.01.2018.
- Günther, Jens; Lehmann, Harry; Lorenz, Ulrich; Purr, Katja (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_fachbrosch_rtd_final_bf_0.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2018.
- Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2015): Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Hg. v. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Online verfügbar unter [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf), zuletzt geprüft am 23.10.2017.
- Hülk, Ludwig; Wienholt, Lukas; Cußmann, Ilka; Müller, Ulf Philipp; Matke, Carsten; Kötter, Editha (2017): Allocation of annual electricity consumption and power generation capacities across multiple voltage levels in a high spatial resolution. 79-92 Pages / International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, Vol 13 (2017). DOI: 10.5278/ijsep.2017.13.6.
- IdE (2014): Buschmann, P., Moder, M., Roth, S., Schenk, K.: 100ee-Reionen in Deutschland, Europa und der Welt, Institut dezentrale Energietechnologien, Kassel, 2014
- Jorge (2012): Jorge A.: Modelling of the German Transmission Grid for Electricity Interexchange between Regions (Master Thesis), University Freiburg, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2012
- Jülch, Verena; Senkpiel, Charlotte; Kost, Niklas Hartmann, Thomas Schlegel, Christoph; Hartmann, Niklas; Schlegel, Thomas (2018): Meta Study on Future Crosssectoral Decarbonization Target Systems in Comparison to Current Status of Technologies. Hg. v. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Meta_Study_Crosssectoral_Decarbonization_Target_Systems.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2018.
- Kost, C. (2015): Renewable energy in North Africa: Modelling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment. Hg. v. Fraunhofer Verlag. Stuttgart. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3563620.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2017.
- Kost, C.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Schlegel, T.; Zampara, M.; Capros, P. (2015): RESDEGREE. Towards an energy system in Europe based on renewables – Model based analysis of Greece and Germany by coupling a European wide demand and supply model (PRIMES) with a regional and temporal high resolution bottom-up investment and unit-commitment model (RESlion). Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; ICCS-E3MLab (NTUA).

- Lahr (2013): Lahr, N.: The Regional Energy Exchange Planner: A Tool for Modeling Efficient Electricity Dispatch (Master Thesis), University Freiburg, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2012
- Nahmmacher, Paul; Schmid, Eva; Hirth, Lion; Knopf, Brigitte: Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system models with high shares of renewable energy sources. Hg. v. Potsdam Institute for Climate Impact Research, zuletzt geprüft am 25.06.2019.
- Poncllet, K.; Höschle, H.; Viriag, A.; Delarue, E.; D'haeseleer, W. (2015): Selection of Representative Days for Investment Planning Models. DRAFT VERSION December 23th 2015. In: TME Working Paper - Energy and Environment. Online verfügbar unter <http://www.mech.kuleuven.be/tme/research/>, zuletzt geprüft am 25.06.2019.
- Senkpiel, C.; Shammugam, S.; Biener, W.; Hussein, N. Saad; Kost, C.; Kreifels, N.; Hauser, W. (2016): Concept of evaluating chances and risks of grid autarky. In: IEEE (Hg.): Concept of Evaluating Chances and Risks of Grid Autarky. Unter Mitarbeit von C. Senkpiel, S. Shammugam, W. Biener, N. Saad Hussein, C. Kost, N. Kreifels, W. Hauser. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). Porto, Portugal, 6-9 June 2016, S. 1–5. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/xielx7/7514734/7521173/07521177.pdf?tp=&arnumber=7521177&isnumber=7521173>, zuletzt geprüft am 27.03.2017.
- Senkpiel, Charlotte; Biener, Wolfgang; Shammugam, Shivenes; Längle, Sven (2018): Evaluation of load flow and grid expansion in a unit-commitment and expansion optimization model SciGRID International Conference on Power Grid Modelling. In: J. Phys.: Conf. Ser. 977, S. 12008. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012008.
- Senkpiel, Charlotte; Hauser, Wolfgang (tba): Systemic evaluation of effects of regional self-supply targets on the German energy system using consistent scenarios and system optimization. In: Energy Research and Social Science nn (nn), in review.
- Stott, Brian; Alsac, Ongun (1974): Fast decoupled load flow. In: IEEE transactions on power apparatus and systems PAS-93 (3), S. 859–869.
- Taumann, Michael (2012): Modellierung des Zubaus erneuerbarer Stromversorgungstechnologien. Masterthesis. Freiburg, zuletzt geprüft am 21.02.2018.
- Tuth (2012): Tuth, R.: Betriebsführung von Großkraftwerken zur Simulation des Erzeugungspreises unter Berücksichtigung regionaler Auflösung (Diplomarbeit), Karlsruher Institut für Technologie, Fraunhofer ISE, Karlsruhe, 2012
- UBA (2013): Potenzial der Windenergie an Land. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2017.
- Weimer-Jehle W., Buchgeister J., Hauser W., Kosow H., Naegler T., Pogonietz W., Pregger T., Prehofer S., von Recklinghausen A., Schippl J., Vögele S. (2016): Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. Energy 111, 956–970. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.073.
- Weimer-Jehle W. (2006): Cross-Impact Balances: A System-Theoretical Approach to Cross-Impact Analysis. Technological Forecasting and Social Change, 73:4, 334–361
- Weimer-Jehle W., Prehofer S., Vögele S. (2013): Kontextszenarien - Ein Konzept zur Behandlung von Kontextunsicherheit und Kontextkomplexität bei der Entwicklung von Energieszenarien. TATuP 22(2), 27–36.
- Weimer -Jehle, Wolfgang. 2014. Methodenblätter zur Cross-Impact Bilanzanalyse - Blatt Nr.1. [Online] 2014. [Zitat vom: 25. 06. 2019.] http://www.cross-impact.de/Ressourcen/Methodenblatt_Nr_1.pdf.
- Weimer-Jehle W. (2009): Szenarienentwicklung mit der Cross-Impact-Bilanzanalyse. In: Gausemeier J. (Hrsg.): Vorausschau und Technologieplanung. HNI-Verlagsschriftenreihe Vol. 265, Paderborn, 435–454.

2 0

Deskriptorenessays AutGrid

20.1

Ausbau Erneuerbarer Energien (Strom)

Die Höhe der Investitionen, die in den Ausbau von EE zur Stromerzeugung fließen, bestimmt den Anteil an EE (für Stromerzeugung) im Energiemix in 2050 und die Menge an Strom, die durch Erneuerbare Energien in Deutschland produziert werden kann. Die Menge an produzierbarem regenerativen Strom hängt aber auch von der Wirkung technologischen Lernens sowie Skaleneffekten ab. 1995 wurden ca. 25 TWh, 2005 ca. 62 TWh und 2016 runde 190 TWh aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Im Vergleich zu 2005 hat sich dieser Wert in etwa verdreifacht¹. Damit wurde über ein Drittel (32%) des nationalen Bruttostromverbrauchs (ca. 593² TWh in 2016) aus regenerativen Quellen bedient. Gemäß des Energiekonzepts der Bundesregierung ist die Zielsetzung für den Anteil an EE an der Stromproduktion in Deutschland für 2050 bei 80%. Für die künftige Entwicklung bis 2050 wird ein gleichmäßiger Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeuger auf die in den Varianten angegebenen Anteile am nationalen Stromverbrauch angenommen. Der Stromverbrauch folgt dabei selber verschiedenen Entwicklungspfaden (Sinkend, steigend, stark steigend).

- A1 Niedriger Ausbau:** Der Ausbau der Erneuerbaren kommt nicht im geplanten Maß voran und erreicht bis 2050 nur in etwa das von der Bundesregierung für 2035 angepeilte Ziel von 60 % des nationalen Stromverbrauchs.
- A2 Mittlerer Ausbau:** Bis 2050 können rund 80 %-85 % des Stromverbrauches aus Erneuerbaren Anlagen bedient werden, wodurch die Zielsetzung erreicht würde
- A3 Hoher Ausbau:** Der Ausbau der EE-Anlagen und ihre Integration in das Stromnetz gelingt sehr gut, so dass 2050 die nationale Stromnachfrage mindestens 95 % aus EE-Anlagen bedient wird.

¹ Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016“ Folie 14

² Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016“ Folie 4

Die Einfuhrpreise für die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle beeinflussen in der Gesellschaft Wahrnehmungen, Zukunftserwartungen, Verhalten und Investitionsentscheidungen. Leitimpulse für die Entwicklungstrends aller fossilen Energieträger werden wohl auch in der Zukunft von der Entwicklung des Ölpreises (gemessen in \$/b, Dollar pro Barrel) ausgehen. Für die Entwicklung der Preise werden drei unterschiedliche Trends angegeben:

- B1 Niedriger Preispfad:** Hier wird eine stabile Tendenz angenommen. Das mittelfristige Preismittel bleibt bis 2050 auf dem Niveau der letzten Jahre (bei Erdöl: rund 50 \$/b). ¹
- B2 Mittlerer Preispfad:** Es wird eine allmählicher Anstieg des Preisniveaus (bei Erdöl auf ca. 100 \$/b) bis zum Jahr 2050 angesetzt.
- B3 Hoher Preispfad:** Hier wird ein früher starker Anstieg des Preisniveaus (bei Erdöl auf ca. 200 \$/b) bis 2030 und dann ein weiterer Anstieg (bei Erdöl auf ca. 240 \$/b) bis zum Jahr 2050 angenommen.²

In allen Fällen ist davon auszugehen, dass der jeweilige Trend von starken kurzfristigen Schwankungen überlagert ist. Die Entwicklungstendenzen werden ausgehend von den Ölpreisen auf die Preisentwicklung der anderen Energieträger übertragen.

¹ Die niedrige Preisvariante des EIA International Energy Outlook 2017 von einer Stabilisierung des momentanen Preisniveaus auf knapp unter 50 \$/b aus.

² Hohe Preisvariante im EIA 2017

20.3

BIP-Entwicklung

Als Maß für die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit einer Volkswirtschaft gibt das Bruttoinlandsprodukt den Gesamtwert aller Güter und Dienstleistungen nach Abzug der importierten Vorleistungen an, die innerhalb eines Jahres hergestellt wurden. In 2016 betrug das BIP rund 3,1 Billionen €. Es folgte in der Vergangenheit einer stetigen Steigerung. In 2005 lag es bei 2,3 Billionen, 1995 bei knapp 1,9 Billionen. Die durchschnittliche jährliche Steigerungsrate liegt damit in den letzten 21 Jahren bei rund 1,4 %/a.¹ Die Änderungsrate im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr lag zwischen -5,6% und 4,1%. In den letzten Jahren bei 1,6 (2014) -1,9% (2016).² Die kurzfristigen Prognosen liegen zwischen 1% und 3%.³

- C1 Schwache Entwicklung:** Für die schwache Entwicklung wird ein jährliches Wachstum von 0,6 %/a angenommen auf Grund von ungünstigen Einflüssen oder durch gewollten Wandel zum qualitativen Wachstum.
- C2 Moderate Entwicklung:** Für die mittlere Entwicklung wird ein durchschnittliches jährliches Wachstum von ca. 1,4%/a angenommen.
- C3 Starke Entwicklung:** Die starke Entwicklung, eine sehr optimistische Variante, liegt mit durchschnittlich ca. 2 %/a knapp über dem unterstellten Wachstum der positivsten Einschätzung⁴ der bekannten Langfristszenarien für Deutschland.

¹ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1251/umfrage/entwicklung-des-bruttoinlandsprodukts-seit-dem-jahr-1991/>

² <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2112/umfrage/veraenderung-des-bruttoinlandprodukts-im-vergleich-zum-vorjahr/>

³ <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/konjunkturprognose114.html>

⁴ FfE 2009: Energiezukunft 2050.

Bisher sind in Deutschland Abgaben auf den CO₂-Ausstoß nur über den europäischen Zertifikatehandel (EU ETS) in Kraft. Momentan belaufen sich die Kosten pro Tonne CO₂ auf ca. 5,3 €/t (2016)¹, wodurch der gewünschte begrenzende Effekt auf die Emissionen ausbleibt.² In Europa gibt es jedoch mehrere Länder (z.B. Schweiz, Frankreich, Schweden), die neben dem Zertifikatehandel eigene CO₂-Steuern oder – Abgaben erheben, die meist deutlich über den Preisen der europäischen Zertifikate liegen, deren Preise allerdings auch weit hinter den ursprünglichen Erwartungen bleiben.

Auch in Deutschland wird hin und wieder über die Einführung einer CO₂-Abgabe diskutiert. In welcher Form eine zusätzliche Abgabe auf CO₂-Emissionen eingeführt wird ist an dieser Stelle nebensächlich. Relevant ist hingegen, in welcher Höhe sie den CO₂-Ausstoß in Deutschland verteuert. Szenarien, in denen die Entwicklung der CO₂-Abgabe bis 2050 berücksichtigt wird, variieren zwischen 47 €/t³, 130 €/t⁴ bis hin zu 390 €/t⁵ (unter Berücksichtigung von Schadens- und Vermeidungskosten). Da die CO₂-Preise bisher eher unter den Erwartungen und Planungen geblieben sind, wird dieses Spektrum nach unten etwas erweitert. Dafür werden folgende Möglichkeiten berücksichtigt in denen sich der aktuelle Preis für CO₂-Ausstoß bis 2050 kontinuierlich auf den in der Variante angegebenen Betrag steigert.

- D1 Niedriger Preispfad:** In Deutschland sind bis 2050 auf ausgestoßenes CO₂ geringe Abgaben zu entrichten (ca. 20 €/t₍₂₀₁₆₎/t).
- D2 Mittlerer Preispfad:** In Deutschland sind bis 2050 auf ausgestoßenes CO₂ mittelhohe Abgaben zu entrichten (ca. 80 €/t₍₂₀₁₆₎/t).
- D3 Hoher Preispfad:** In Deutschland sind bis 2050 auf ausgestoßenes CO₂ hohe Abgaben zu entrichten (ca. 200 €/t₍₂₀₁₆₎/t).

¹ Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016“ Folie 43

² Schäuble et al. (2014): CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene. IASS Working Paper. http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_emissionsgrenzwerte_0.pdf

³ Nitsch et al. 2010

⁴ Öko-Institut/Fraunhofer ISE (2014): Klimaschutzszenario 2050. <http://www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf>

⁵ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_umweltkosten_0.pdf

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland bewegt sich seit der Jahrtausendwende zwischen ca. 580 – 620 TWh. Nachdem er bis 2007 kontinuierlich gewachsen ist, lässt sich seit 2008 eine Reduktion der Stromnachfrage in Deutschland beobachten: Bis 2015 sank diese vom Höhepunkt im Jahr 2007 (ca. 622 TWh) auf knapp unter 600 TWh.¹ Bei der Entwicklung der Stromnachfrage muss bedacht werden, dass zukünftige Sektorkopplungsmaßnahmen auch einen Anstieg der Stromnachfrage mit sich bringen können, falls ein Technologiewechsel eine stärkere Elektrifizierung eines Sektors mit sich bringt (z.B. Wärmepumpen, Elektromobilität).

- E1 Sinkende Stromnachfrage:** Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr wird durch Effizienzsteigerungen ausgeglichen, so dass die Stromnachfrage insgesamt leicht sinkt. Im Jahr 2050 werden hier in Deutschland rund 500 TWh Strom verbraucht.^{2 3 4}
- E2 Steigende Stromnachfrage:** Etablierung von Power-to-X Technologien zur Stromspeicherung und zur Bereitstellung von Brennstoffen v.a. für Verkehr und Industrie lassen die Stromnachfrage deutlich ansteigen. Im Jahr 2050 werden in Deutschland rund 800 TWh verbraucht.^{5 6}
- E3 Stark steigender Stromnachfrage:** Neben einem hohen Anteil von batteriebetriebenen Fahrzeugen führen die Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie die Umstellung von bisher Brennstoff-basierten Industrieprozessen zu einem sehr stark steigenden Strombedarf von ca. 1400 TWh/a.⁷

¹ Agora Energiewende (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016.

² Greenpeace (2009). Klimaschutz - Plan B 2050

³ Öko-Institut (2015). Klimaschutzszenarien 2050. (KS 80)

⁴ UBA (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland 2050.

⁵ Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) (2015). Szen-15. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. (100)

⁶ Öko-Institut (2015). Klimaschutzszenarien 2050. (KS 95)

⁷ Fraunhofer ISE (2012): 100 % ERNEUERBARE ENERGIEN FÜR STROM UND WÄRME IN DEUTSCHLAND.

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind die Erzeugungsanlagen der Erneuerbaren noch relativ jung und weniger ausgereift. Daher wird in diesem Bereich zukünftig ein stärkerer technologischer Fortschritt und damit einhergehend ein Sinken von Investitionskosten erwartet. Zurzeit werden die spezifischen Investitionskosten für Windkraft (On-shore) mit ca. 1500 €/kW¹ angegeben, die für Photovoltaik mit ca. 700 (PV-Freifläche) und 1.100 €/kWp². Während das Kostensenkungspotential bis 2050 bei Windkraftanlagen meist als eher gering eingeschätzt wird, wird für PV-Anlagen ein stärkeres Sinken der Investitionskosten erwartet.³

- F1 Konstante Investitionskosten:** Die Weiterentwicklung von EE-Technologien verliert an Priorität und/oder ein schwieriges Marktumfeld verhindern eine spürbare Reduktion der Investitionskosten. Die Investitionskosten bleiben bis 2050 in etwa auf dem heutigen Stand. (PV Aufdach 1.100 €/kWp, PV Freifläche 700 €/kWp und Wind-onshore 1400 €/kW)
- F2 Mäßig sinkende Investitionskosten:** Durch inkrementelle Innovation werden die Kosten von EE-Anlagen kontinuierlich gesenkt, allerdings bleiben radikale Innovationen aus. Die Investitionskosten reduzieren sich dadurch bis 2050 für Windkraft auf ca. 1200 €/kW, für PV-Aufdachanlagen 580 €/kWp und für PV Freiflächen betragen sie ca. 370 €/kW.
- F3 Stark sinkende Innovationskosten:** Forschung und Entwicklung im Bereich der EE-Anlagen wird deutlich ausgeweitet und es kommt zu radikalen Innovationen in der Anlagentechnik. Die Investitionskosten reduzieren sich bis 2050 für Windkraftanlagen auf ca. 800 €/kW⁴, für PV-Anlagen Aufdachanlagen auf ca. 280 und PV Freifläche auf 107⁵ €/kW.⁶

¹ Windgard 2015: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland

² Fraunhofer ISE 2018: Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien (März 2018)

³ AEE (2016): Metaanalyse. Investitionskosten von Energiewende-Technologien.

http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_investitionskosten_2016/AEE_Metaanalyse_Investitionskosten_dez16.pdf

⁴

http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Windkraftanlagen.pdf

⁵ Agora 2015: Zukünftige Kosten der Photovoltaik bis 2050 – Langfristszenarien zu Marktentwicklung, Systempreise und Stromgestehungskosten (Preise upgedatet auf Grund gesunken aktuellen Werte laut Stromgestehungskostenstudie 2018)

⁶ Auf eine einzelne Zuordnung der einschlägigen Szenarien zu den Varianten wurde hier verzichtet, da diese z.T. sehr unterschiedliche Entwicklungen für Wind- und Solarenergie annehmen und daher als Referenz für mehrere Varianten herangezogen werden könnten.

Energiespeicher spielen eine zentrale Rolle bei der Integration fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Stromsystem. Die Entwicklung von Möglichkeiten zur kurzfristigen (Batterien) und längerfristigen (momentan in erster Linie Power-to-Gas) Speicherung sind daher eine wichtige Voraussetzung für einen sehr hohen Anteil von Erneuerbaren in der Energiebereitstellung. Während sich die Preise von Batteriespeichern in den letzten Jahren schon rasant verringert haben, stehen Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen noch in der Pilotierungsphase. Dementsprechend werden für Batteriespeicher weitere, große Kostensenkungen vor allem bis 2030 erwartet und danach nur ein geringeres Einsparpotential gesehen, während bei Power-to-Gas eher ein kontinuierliches Sinken der Investitionskosten bis 2050 vermutet werden. ¹ Heutige Preise für große Batteriespeicher liegen bei 740 bis 1130 €/kWh. Für Power-to-Gas Anlagen liegen die Preise für 2030 (da heute lediglich Pilotprojekte vorhanden sind) bei 1140 – 1610 €/kW (Umwandlung Strom zu Wasserstoff und Umwandlung Wasserstoff zu Strom) zuzüglich 0,3 – 0,6 €/kWh für die Kapazität der Anlage (Wasserstoffspeicher).²

- G1 Starke Kostensenkung:** Energiespeicher werden deutlich günstiger. Für Batterien bedeutet das eine Senkung der Investitionskosten auf ca. 250 €/kWh bis 2030², welche sich bis 2050 nochmals auf etwa 100 €/kWh halbieren. Für Power-to-Gas (Wasserstoff) Anlagen bedeutet das eine Reduktion der Investitionskosten auf ca. 1140 €/kW² im Jahr 2030 und bis 2050 auf 200 €/kW.
- G2 Mittlere Kostensenkung:** Die Investitionskosten für Batteriespeicher sinken bis 2030 auf rund 400 €/kWh² und halbieren sich dann bis 2050 auf ca. 200. Die Investitionskosten für Power-to-Gas Anlagen (Wasserstoff) sinken bis 2030 auf ca. 1370² €/kW und bis 2050 auf 350 €/kW.
- G3 Geringe Kostensenkung:** Die Investitionskosten für große Batteriespeicher sinken bis 2030 auf ca. 550 €/kWh² und halbieren sich bis 2050 nochmals auf 300 €/kWh. Die Investitionskosten für Power-to-Gas Anlagen (Wasserstoff) sinken bis 2030 auf ca. 1610 €/kW² und bis 2050 auf 500 €/kW.

¹ AEE (2016): Metaanalyse. Investitionskosten von Energiewende-Technologien.
http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_investitionskosten_2016/AEE_Metaanalyse_Investitionskosten_dez16.pdf

² Verena Jülch 2016: "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method" in Applied Energy

Die Energiewende erfährt aktuell Zustimmung^{1 2}, wenngleich durchaus starke NIMBY- (Not in my backyard) Tendenzen zu beobachten sind. Bei den Narrativen zur Energiewende („Auffassungen“, die mit der Energiewende verbunden werden, wie z.B. „Wir selbst haben das der Erde angetan, wir müssen das auch wieder ‚gerade biegen‘“ oder „Die Energiewende wirft uns im internationalen Wettbewerb zurück“) ist im Moment noch kein vorherrschender Trend erkennbar.

- H1 Trend zu positiver Einstellung:** Die Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende bleibt positiv. Die Menschen sind gewillt, die „Kosten“ der Energiewende mitzutragen, um den Klimawandel zu stoppen bzw. dessen Auswirkungen abzumildern und wollen weltweit mit gutem Beispiel vorangehen. Narrative, welche die Energiewende befürworten haben mehr Gewicht als die negativen. Starkes NIMBY-Verhalten bleibt aus, da es in Bezug auf die Energiewende als sozial nicht akzeptabel angesehen wird.
- H2 Kein Trend erkennbar:** Die Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende ist positiv, aber es gibt kein klares Bekenntnis, die damit verbundenen Implikationen mitzutragen. Positive wie negative Narrative zur Energiewende konkurrieren miteinander, keine Richtung setzt sich als Allgemeinbild durch. Vor allem dort, wo die Notwendigkeit einer Investition für die Energiewende unter den gesellschaftlichen Gruppen stark umstritten ist (etwa in der Frage, welche Stromtrassen benötigt werden) treten vermehrt NIMBY-Tendenzen auf, was die Umsetzung der für die Energiewende geplanten infrastrukturellen Maßnahmen erschwert.
- H3 Trend zu negativer Einstellung:** Abstrakt wird zwar die Energiewende weiterhin befürwortet, aber die Implikationen vor Ort oder in der Region werden überwiegend abgelehnt.³ Negative Narrative zur Energiewende, als negativ wahrgenommene Erfahrungen und Befürchtungen im Zusammenhang mit der Energiewende lenken die Einstellung der Bevölkerung zur Energiewende in eine allgemein skeptische Richtung. Auf infrastrukturelle Maßnahmen reagieren die Menschen mit starken NIMBY-Tendenzen.

¹ BDEW-Umfrage: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140211-pi-bdew-umfrage-grosse-mehrheit-unterstuetzt-die-energiewende--umsetzung-wird-kritisch-be> [Stand: 2014-03-19]

² Allensbach-Umfrage: <http://www.wiwo.de/politik/deutschland/allensbach-umfrage-hohe-zustimmung-fuer-energiewende/10037578.html> [Stand: 2014-06-17]

³ Kaiser, G., Byrka, K. and Hartig, T. 2010: Reviving Campbell's Paradigm for Attitude Research. *Personality and Social Psychology Review* 2010 14: 351

In der deutschen Energiepolitik¹ gibt es sowohl Bereiche, die sich durch eine hohe Stabilität der sie prägenden Paradigmen auszeichnen, als auch Elemente, die sehr starken Schwankungen in Bezug auf die politische Priorität und die rechtlichen Rahmenbedingungen unterworfen waren. So wurde etwa das EEG in der Zeit zwischen 2000 und 2014 in den Details und den Vergütungssätzen immer wieder angepasst und verändert, die zugrundeliegende Idee einer garantierten Einspeisung und einer sicheren Mindestvergütung wurden in diesen rund 15 Jahren aber nicht verändert. Ebenso wenig wurden in diesem Zeitraum die auf 20 Jahre garantierten Vergütungssätze für gebaute Anlagen im Nachhinein angetastet.

Im Gegensatz dazu wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Laufzeit von Atomkraftwerken zwischen 2000 und 2011 relativ häufig geändert und auch gegebene Zusagen zu bestehenden Anlagen wurden hier nachträglich revidiert. Nachdem die Bundesregierung 2000 über eine Vereinbarung mit den Energieversorgungsunternehmen den Atomausstieg beschlossen hatte, wurden die dort festgelegten Laufzeiten 2010 wieder verlängert. Schon 2011 wurde diese Laufzeitverlängerung nach Fukushima wieder zurückgenommen.

Auf sehr abstrakter Ebene soll der Deskriptor Politikstabilität beschreiben, wie stabil die politischen Rahmenbedingungen im Energiebereich auf lange Sicht in Bezug auf das Paradigma und die juristischen Rahmenbedingungen sind. Finden sich im Durchschnitt eher mehr Bereiche als in den letzten 15 Jahren, die sich durch hohe Stabilität auszeichnen, oder finden sich eher mehr Bereiche als in den letzten 15 Jahren, in denen es häufig zu Änderungen kommt und auch getroffene Zusagen nachträglich revidiert werden.

- I1 Geringere Politikstabilität:** Die politischen Rahmenbedingungen und verfolgten Paradigmen erweisen sich als eher unstabil im Vergleich zur letzten Dekade. Anpassungen der Politik finden häufiger statt. Einmal getroffene Entscheidungen werden häufiger revidiert und es finden viele Reformen statt; auf neue Herausforderungen kann schneller reagiert werden, allerdings werden weniger Reformvorhaben bis zum Ende durchgeführt, da sie relativ häufig wieder revidiert werden.
- I2 Gleichbleibende Politikstabilität:** Die Stabilität der politischen Rahmenbedingungen und verfolgten Paradigmen ändert sich im Vergleich zu den letzten 15 Jahren nicht.
- I3 Höhere Politikstabilität:** Die politischen Rahmenbedingungen und verfolgten Paradigmen erweisen sich als eher stabil im Vergleich zur letzten Dekade. Anpassungen der Politik finden eher langsamer statt. Einmal getroffene Entscheidungen werden dadurch seltener revidiert und es finden insgesamt weniger Reformen statt; auf neue Herausforderungen wird dadurch relativ langsam reagiert.

¹ Energiepolitik ist in diesem Zusammenhang definiert als „die Gesamtheit der hoheitlichen Regelungen und Maßnahmen, die auf das Verhalten der Anbieter und Nachfrager zu Energieprodukten (Kohle, Erdöl, Erdgas, Elektrizität, usw.) einwirken.“ Hohensee/Salewski (Hrsg.) 1993: Energie-Politik-Geschichte: nationale und internationale Energiepolitik seit 1945, Steiner, Stuttgart, S. 7

Partizipationsmaßnahmen in und im Vorfeld von Planungsverfahren sollen integrierend wirken und dadurch die Transparenz, die Legitimation und die Akzeptanz der Planungen erhöhen. Sie sollen Konflikte, Klagen und Verzögerungen vermeiden sowie einen Beitrag zur sachlichen Optimierung der Planung leisten¹. So sieht z.B. das novellierte Energiewirtschaftsgesetz und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz auf jeder Planungsstufe (mindestens) eine Form der Öffentlichkeitsbeteiligung vor². Allerdings könnte in der Zukunft bei der Weiterentwicklung des Planungsrechts ein gewisser Trade-off entstehen zwischen dem Ziel, Planungen durch Partizipation legitimer, inklusiver, transparenter und dadurch akzeptabler zu machen und dem Ziel, Planungsabläufe zu beschleunigen. So stellt sich die Frage, welche Schwerpunkte der deutsche Gesetzgeber bei der Rechtsentwicklung im Bereich der öffentlichen Infrastrukturplanung, u.a. auch im Bereich der Energieinfrastrukturplanung in Zukunft setzen wird. Dabei ist auch nicht ausgeschlossen, dass Partizipationsmaßnahmen ohne planungsrechtliche Verpflichtung von den lokalen Akteuren vorgenommen werden.

- J1 Schwerpunkt Beschleunigung.** Das Planungsrecht wird vor allem mit dem Ziel weiterentwickelt, Planungsverfahren zu straffen und zu beschleunigen. Partizipationsmaßnahmen werden im Wesentlichen vorgesehen, soweit sie zur Vermeidung von Klagen und Verzögerungen erforderlich erscheinen und damit diesem Ziel dienlich sind.
- J2 Schwerpunkt Legitimierung und Akzeptanz.** Das Planungsrecht wird vor allem mit dem Ziel weiterentwickelt, die Planungsverfahren durch Inklusion und Transparenz zu legitimieren, ihre Akzeptabilität zu erhöhen und durch Anregungen der Beteiligten auch das Planungsergebnis zu verbessern. Dementsprechend werden intensive Partizipationsmaßnahmen vorgesehen, auch wenn sich dies zu Lasten einer weiteren Verfahrensbeschleunigung auswirkt.
- J3 Dominanz von Partikularinteressen.** Das Planungsrecht wird nicht nach Kriterien der Inklusion und Transparenz weiterentwickelt und es kommt zunehmend häufiger zu einem Übergewicht von wirtschaftlichen Partikularinteressen bei den Aushandlungsprozessen im Rahmen öffentlicher Infrastrukturplanungen. Soweit Partizipationsmaßnahmen vorgesehen sind, werden diese eher formal und weniger im Geiste einer ernsthaften Beteiligung durchgeführt.
- J4 Kompromiss.** Das Ziel der Weiterentwicklung des Planungsrechtes ist es in dieser Variante, die Ziele der ersten beiden Varianten (J1 und J2) zugleich zu verfolgen, wobei zwar keiner der spezifischen Vorteile dieser beiden Varianten voll erreicht werden können, jedoch aber auch ihre Nachteile abgemildert werden.

¹ Krautzberger M.: Wie steht es mit der Bürgerbeteiligung im Planungsrecht? Flächenmanagement und Bodenordnung 2/2013. http://www.krautzberger.info/files/2012/03/0_fub_2_13_Krautzberger1.pdf

² Schadle K.: Neue Leitungen braucht das Land - und Europa! Zeitschrift für neues Energierecht, 2/2013.

Die Steigerung der regionalen Wertschöpfung wird von vielen Bürgerenergiegesellschaften und Befürwortern dezentraler Energieversorgungskonzepte als wichtiges Argument angeführt. Im Energiebereich werden auf Grund der zentralen Versorgung hohe Summen für den Import von Kraftstoffen und Strom in den meisten Regionen ausgegeben, die bei einer dezentralen und auf Autarkie ausgerichteten Energieversorgung in der Region verbleiben würden. In der Erfahrung vieler Klimaschutzbeauftragter hat sich dieses Argument zudem als besonders anschlussfähig an die lokale Politik und Industrie erwiesen. In der Steigerung der regionalen Wertschöpfung haben sie ein gemeinsames Interesse der Bürger, Politik und Wirtschaft einer Region mit hohem Mobilisierungspotential erkannt.

Von der Bundesebene betrachtet wäre die unkoordinierte, maximale Steigerung der regionalen Wertschöpfung in der Energieversorgung als leitende Handlungslogik der Kommunen, Landkreise und Regionen nicht völlig unproblematisch. Neben den positiven Effekten, die eine solche Konkurrenz im EE-Ausbau entfachen könnte, ist anzumerken, dass es auf diese Weise nur sehr unwahrscheinlich zu einer optimalen Verteilung der Anlagen im Bundesgebiet kommen würde und Überkapazitäten, Redundanz und ein nicht kostenoptimaler Ausbau zu befürchten sind.

Das wirtschaftliche Wohlergehen einer Region hängt im Föderalismus nicht nur von der regionalen Wertschöpfung ab, sondern ist durch bundesweite Umverteilungsmechanismen (Länderfinanzausgleich, Subventionen, Haushaltsmittel, ...) ebenso von der gesamtdeutschen Wertschöpfung bestimmt. Da diese jedoch im politischen Geschäft stets neu verhandelt und angepasst werden, könnte sich die Bedeutung der regionalen Wertschöpfung für den Wohlstand einer Region in Zukunft sowohl verringern als auch verstärken.

- K1 Die Bedeutung der regionalen Wertschöpfung nimmt zu:** Änderungen in den bundesweiten Umverteilungsmechanismen führen zu einem stärkeren Einfluss der regionalen Wertschöpfung auf den regionalen Wohlstand.
- K2 Die Bedeutung der regionalen Wertschöpfung nimmt ab:** Änderungen in den bundesweiten Umverteilungsmechanismen führen zu einem schwächeren Einfluss der regionalen Wertschöpfung auf den regionalen Wohlstand.

Die Förderung des Ausbaus EE in Deutschland ist von einer Parallelität zentraler und regionaler Handlungs- und Politikstrategien geprägt.¹ Während energiewirtschaftliche Regelungen wie das EEG, KWKG, EEWärmeG oder das Biokraftstoffquotengesetz vor allem auf Bundesebene geregelt sind, haben Länder und Kommunen in den Bereichen Bauen, Raumordnung sowie Raum- und Stadtplanung größere Gesetzgebungskompetenzen. Zudem übernehmen letztere auch im Energierecht wichtige Aufgaben des Gesetzesvollzuges und der Verwaltung.²

In letzter Zeit gab es sowohl Aktivitäten zur Vereinheitlichung der Energiepolitik und Kompetenzzugewinne auf Bundesebene (Föderalismusreform I, EEG 2016, Aufwertung der Bundesnetzagentur), als auch vermehrte Aktivitäten auf Landesebene und durch die Kommunen (kommunale Energiegenossenschaften, Energie- und Klimaschutzkonzepte auf kommunaler und Landesebene).³ In Zukunft ist somit sowohl eine stärkere Konzentration der Energiepolitik auf Bundesebene, als auch eine stärkere Dominanz der Kommunen denkbar:

- L1 Zentralisierung der Energiepolitik:** Die Kompetenzen des Bundes in der Energiepolitik werden stark ausgeweitet und die Einflussnahme von Ländern und Kommunen verringert. Dabei werden zunehmend auch die Bereiche der Raum- und Bauordnung stärker auf Bundesebene geregelt.
- L2 Ausgeglichene Entwicklung:** Es bleibt bei der Parallelität zentraler und regionaler Handlungs- und Politikstrategien, ohne dass eine Kompetenzverlagerung in Richtung Bund, Länder oder Kommunen erfolgt.
- L3 Rekommunalisierung der Energiepolitik:** Die Kommunen bauen ihre Gesetzgebungskompetenz in den Bereichen Baurecht, kommunale Energieversorgung und Verkehrsrecht zunehmend aus und definieren die Energiepolitik erfolgreich als Teil der kommunalen Daseinsvorsorge. Durch die Ausbreitung von Bürgerenergiegenossenschaften und die Institutionalisierung des Klimaschutzes auf regionaler Ebene (z.B. Klimaschutzmanager, etc.) werden dafür handlungskräftige und dauerhafte Strukturen geschaffen.⁴

¹ Gailing et al., (2013): *Die räumliche Gestaltung der Energiewende zwischen Zentralität und Dezentralität, Explorative Anwendung einer Forschungsheuristik*, Working Paper No. 51, Leibniz-Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung, Erkner. zitiert nach Rave (2016: p. 47): *Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neo-institutionalistische Perspektiven*. Ifo-Forschungsberichte 75, p. 47

² Rave (2016): *Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neo-institutionalistische Perspektiven*. Ifo-Forschungsberichte 75, pp. 52f

³ Rave (2016): *Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neo-institutionalistische Perspektiven*. Ifo-Forschungsberichte 75, pp. 69ff; Rodi (2016): *Kommunale Energiepolitik in liberalisierten Energiemärkten*. In: Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. 3/2016. Nomos

⁴ vgl. Rodi (2016): *Kommunale Energiepolitik in liberalisierten Energiemärkten*. In: Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. 3/2016. Nomos, pp. 179ff

Gemeinschaft und Gesellschaft sind seit Beginn der Soziologie¹ Schlüsselbegriffe zur Beschreibung unterschiedlicher Formen sozialer Interaktion. Während Vergemeinschaftung soziale Beziehungen beschreibt, die auf „auf subjektiv gefühlter (affektueller oder traditionaler) Zusammengehörigkeit der Beteiligten beruht“, wird mit Vergesellschaftung eine „auf rational (wert- oder zweckrational) motiviertem Interessenausgleich oder auf ebenso motivierter Interessenverbindung“ ausgerichtete Interaktion beschrieben.² Während Familien- und Nachbarschaftsbeziehungen recht nahe am Idealtyp der Vergemeinschaftung sind, sind wirtschaftliche und politische Beziehungen nahe am Idealtyp der Vergesellschaftung.

Auch wenn lokale Aktivitäten im Bereich der Energieversorgung durchaus Elemente wert- und zweckrationalen Handelns aufweisen (z.B. Klimaschutz), ist es bemerkenswert, dass für solche Aktivitäten meist die Rechtsform der Genossenschaft gewählt wird, und dass sie im Referentenentwurf zum EEG 2016 mit einer eigenen Wettbewerbsregel gewürdigt wurden.³ Konstituierendes Merkmal einer Genossenschaft ist ein gemeinschaftlich begründeter Geschäftsbetrieb, der sich u.a. in der „Gleichberechtigung der Mitglieder untereinander ohne Rücksicht auf die Höhe ihrer Kapitalbeteiligung“ widerspiegelt.⁴ Die Bedeutung der Zugehörigkeit zur lokalen Gemeinschaft drückt sich häufig auch darin aus, dass eine Aufnahme in die Energiegenossenschaften nur für Einwohner möglich ist. Aus dem Blickwinkel der Modernisierungstheorien hat sich so eine antimoderne Organisationsform als wichtiger Treiber der Energiewende erwiesen.

Tendenzen wiedererstarkender lokaler Vergemeinschaftung lassen sich neben dem Trend zur Rekommunalisierung in den Bereichen der Energieversorgung, Abfallwirtschaft und Wasserversorgung in Form von Regionalgeldern sogar im Finanzbereich beobachten.

M1 Der Trend zur lokalen Vergemeinschaftung nimmt wieder ab, auch im Energiebereich. Lokale Kooperationen und Bürgervereinigungen verlieren gegenüber bundesweiten Zweckverbänden an Bedeutung. Der Ort der politischen Einflussnahme verschiebt sich stärker auf die Bundesebene.

M2 Der Trend zur lokalen Vergemeinschaftung und Partikularisierung verstärkt sich. Politische Einflussnahme konzentriert sich stärker auf Landes- und kommunaler Ebene und bundesweite Zweckverbände verlieren an Bedeutung und Unterstützung.

¹ Ferdinand Tönnies (1887): Gemeinschaft und Gesellschaft. Abhandlung des Communismus und des Socialismus als empirischer Culturformen. Berlin.

² Max Weber (1922): Wirtschaft und Gesellschaft. Grundriss der verstehenden Soziologie. Teil I, §9

³ Diese müssen statt einer Genehmigung lediglich ein Windgutachten vorlegen und eine geringere Erstsicherheit erbringen.

⁴ Springer Gabler Verlag (Herausgeber), Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Genossenschaft, <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/54798/genossenschaft-v11.html>. Abruf am 5.4.1017

Autarkie/Selbstversorgung: Diese Begriffe sind in diesem Zusammenhang zu verstehen als: Anteil der jährlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren an der jährlichen Stromnachfrage.

Selbstversorgungspotenzial: Das Flächenpotenzial wird bestimmt, indem alle geeigneten Flächen (PV, Wind) durch Ausschluss der nicht geeigneten Flächen (Naturschutzgebiete, Abstandsregeln, etc.) bestimmt werden. Anhand der Fläche kann mittels der Flächennutzfaktoren (PV Freifläche 65 MW/km², PV Dach 25 MW/km², Wind 25 MW/km²) die installierbare Leistung berechnet werden. (Die Annahmen entsprechen einer moderaten Verbesserung der heutigen Flächennutzung. Anhand der Wetterdaten für 2015 wird für jeden Landkreis in Deutschland die zukünftig mögliche Erzeugung aus erneuerbaren bestimmt. Hinzu kommen die Erzeugung aus Biomasse und Wasserkraft. Das Selbstversorgungspotenzial bezieht sich in diesem Fall ausschließlich auf die Stromnachfrage. Die für die unten angegebenen Zahlen der heutigen Stromnachfrage entspricht. Erhöht sich beispielsweise der Strombedarf durch Sektorkopplungsmaßnahmen (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Power2Gas) reduzieren sich entsprechend die potenziellen Selbstversorgungsgrade.

In dieser Kategorie werden Regionen zusammengefasst, die folgenden Kriterien entsprechen. Wenn das vollständige Potenzial der Regionen ausgeschöpft wird und die Stromnachfrage sich auf 1.000 TWh erhöht können sich diese Regionen bis maximal 80% Selbstversorgen.

Die Regionen haben derzeit einen niedrigen Eigenversorgungsgrad. Bei mehr als der Hälfte der Regionen liegt dieser unter 10% (im Durchschnitt bei 30%). Das Potenzial liegt beim Großteil der Regionen bis zu einem Faktor von 25-facher Überdeckung, was vergleichsweise eher gering ist. Oftmals sind die Regionen dadurch gekennzeichnet, dass sie eine eher hohe Nachfrage, gegenüber eher geringen Flächenanteilen haben. Insgesamt sind ca. 45% der Regionen dieser Kategorie zugeordnet. Die Basis bilden dabei Landkreise, wobei solche zusammengeschlossen sind, die keinen Anschluss an einen eigenen Knoten zum Übertragungsnetz haben. Beispielregionen sind: Schwarzwald-Baar-Kreis, Hamburg und Hochsauerlandkreis.

Folgende Entwicklungen sind bei diesen Regionen bis 2050 denkbar:

- N1 Stagnation:** Bis 2050 bleibt der Selbstversorgungsgrad etwa auf dem heutigen Niveau. Es werden daher keine erneuerbaren Ziele gesetzt
- N2 Mittlere Steigerung der Selbstversorgung:** Die Regionen erreichen einen Selbstversorgungsgrad von ca. 15%.
- N3 Hohe Selbstversorgung:** Die Regionen erreichen bis 2050 einen Selbstversorgungsgrad von ca. 30%..

Diese Regionen sind dadurch bestimmt, dass sie ein mittleres Potenzial zur Selbstversorgung mit Erneuerbaren haben. Heute ist der Selbstversorgungsgrad der Regionen zwischen den Regionen mit niedrigem und Regionen mit hohem Selbstversorgungsgrad. Bei über der Hälfte der Regionen liegt dieser über 25%, im Durchschnitt liegt der Selbstversorgungsgrad bei 32%. Zusätzlich haben die Regionen ein mittleres Selbstversorgungspotenzial. Die Hälfte der Regionen kann die reine Stromnachfrage mit einer 22-fachen Überdeckung bereitstellen. Insgesamt sind ca. 33% der Regionen in dieser Kategorie. Beispielregionen sind Kempten (Allgäu), Ansbach und Nordwestmecklenburg. Folgende Entwicklungen sind bei diesen Regionen bis 2050 denkbar:

- O1 Stagnation:** Bis 2050 bleibt der Selbstversorgungsgrad etwa auf dem heutigen Niveau. Das bedeutet, dass keine Selbstversorgungsziele gesetzt werden.
- O2 Mittlere Steigerung der Selbstversorgung:** Die Regionen erreichen einen Selbstversorgungsgrad von ca. 60% und schöpfen zusätzliche Anteile ihres Potenzials aus.
- O3 Hohe Selbstversorgung:** Die Regionen erreichen bis 2050 einen Selbstversorgungsgrad von mindestens 100% und schöpfen.

Diese Regionen sind dadurch bestimmt, dass sie ein sehr hohes Potenzial zur Selbstversorgung mit Erneuerbaren haben. Bereits heute ist der Selbstversorgungsgrad der Regionen relativ hoch. Bei über der Hälfte der Regionen liegt dieser über 90%, im Durchschnitt liegt bei Faktor 1,2. Zusätzlich haben die Regionen ein sehr hohes Selbstversorgungspotenzial. Die Regionen können die reine Stromnachfrage zu mehr als der Hälfte mit der 90-fachen Überdeckung bereitstellen. 21% der Regionen fallen in diese Kategorie. Beispielregionen sind Flensburg, Nordfriesland, Hildburghausen und Märkisch-Oderland. Folgende Entwicklungen sind bei diesen Regionen bis 2050 denkbar:

- P1 Stagnation:** Bis 2050 bleibt der Selbstversorgungsgrad etwa auf dem heutigen Niveau. Das bedeutet, dass bei mindestens 75% der Regionen der Selbstversorgungsgrad über 50% liegt, jedoch kein Ziel gesetzt wird.
- P2 Mittlere Steigerung der Selbstversorgung:** Alle Regionen erreichen einen Selbstversorgungsgrad von mindestens 100%.
- P3 Hohe Selbstversorgung:** Alle dieses Typs erreichen bis 2050 einen Selbstversorgungsgrad von mindestens 200% (dies entspricht etwa dem heutigen Maximum der Selbstversorgung von Regionen, wenn wenige Extremregionen vernachlässigt werden).