

## Energiewende – Zentral oder dezentral?

Diskussionspapier im Rahmen der  
Wissenschaftlichen Koordination des BMBF Förderpro-  
gramms: „Umwelt- und Gesellschaftsverträgliche Trans-  
formation des Energiesystems“

Freiburg,  
28.07.2015

### Autorinnen und Autoren

Dr. Dierk Bauknecht  
Moritz Vogel  
Simon Funcke  
Öko-Institut e.V.

### Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

### Hausadresse

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

### Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

### Büro Darmstadt

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2. Typologie verschiedener Dimensionen von (De)Zentralität</b>	<b>8</b>
<b>3. Ökonomische und technische Bewertung von (De)Zentralität auf den Systemebenen</b>	<b>10</b>
<b>3.1. Ökonomische Auswirkungen</b>	<b>11</b>
3.1.1. (De)zentrale Kraftwerke	11
3.1.2. (De)zentrale räumliche Verteilung	12
3.1.3. (De)zentrale Flexibilität	14
3.1.4. (De)zentrale Steuerung	15
<b>3.2. Versorgungssicherheit und Systemkomplexität</b>	<b>16</b>
<b>3.3. Ökologische Auswirkungen und energetische Effizienz</b>	<b>19</b>
3.3.1. Ökologische Auswirkungen	19
3.3.2. Energetische Effizienz	19
<b>4. Soziale und politische Dimension</b>	<b>20</b>
<b>4.1. Governance-Aspekte</b>	<b>20</b>
<b>4.2. Demokratisierung der Energieversorgung</b>	<b>22</b>
<b>4.3. Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur</b>	<b>24</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Auswahlschema für die Beteiligungsformen	23
Abbildung 2:	Eigentümerverteilung von 72,9 GW installierter EE-Leistung in Deutschland 2012	25

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mögliche Ausprägungen der Systemcharakteristika	9
Tabelle 2:	Ökonomische Auswirkungen einer dezentralen Ausrichtung des Versorgungssystems	11
Tabelle 3:	Technische Eigenschaften (de)zentraler Systeme	18



## 1. Einleitung

In Deutschland besteht zurzeit ein breiter Konsens darüber, die Stromversorgung mit der Energiewende zukünftig weitestgehend erneuerbar zu organisieren. Wie dieses System konkret gestaltet sein wird und welcher Entwicklungspfad eingeschlagen werden soll, ist hingegen weniger eindeutig. Das Für und Wider eines dezentralen vs. eines zentralen Stromversorgungssystems ist dabei ein wesentlicher Aspekt der Debatte. Sowohl eine zentrale als auch eine dezentrale Ausprägung und verschiedene Zwischenstufen zwischen diesen beiden Polen können im Prinzip letztlich zu einer Versorgung mit erneuerbaren Energien führen, können ansonsten aber sehr unterschiedliche Auswirkungen haben.

Dieser Beitrag hat das Ziel, eine strukturierte Diskussion über verschiedene Visionen zentraler und dezentraler Stromversorgungssysteme und ihre jeweiligen Effekte zu unterstützen. Er wurde im Rahmen der Wissenschaftlichen Koordination des vom BMBF geförderten Forschungsprogramms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ erstellt.<sup>1</sup>

Ausgangspunkt dieses Artikels ist eine Untersuchung unterschiedlicher technisch-ökonomischer Systemdimensionen, die zentral bzw. dezentral ausgestaltet sein können und die zwischen Erzeugungstechnologien bzw. der Anschlussnetzebene, Erzeugungsstandorten, Flexibilitätsoptionen sowie Systemsteuerung differenziert (Bauknecht und Funcke 2013; Funcke und Bauknecht forthcoming 2015). Diese Dimensionen sollen es ermöglichen, verschiedene zentrale und dezentrale Konzepte klarer zu unterscheiden, ebenso wie mögliche Mischformen zu formulieren.

Darauf aufbauend werden Entwicklungen in diesen Dimensionen jeweils anhand verschiedener Kriterien bewertet. Dies soll verdeutlichen, welche Vor- oder Nachteile bei einer zentralen oder dezentralen Ausgestaltung der jeweiligen Systemdimension zu erwarten sind. Als Ausgangspunkt für die in diesem Artikel formulierten Kriterien dient das energiepolitische Zieldreieck, welches die Kategorien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit beinhaltet.

In der Transformationsforschung wird das Stromversorgungssystem als sozio-technisches System beschrieben, das nicht nur die physische Infrastruktur umfasst, sondern stark durch soziale Strukturen, Institutionen und Akteure beeinflusst und geprägt wird (Geels 2002; Loorbach et al. 2010). In diesem Artikel wird die Perspektive daher um einige wesentliche sozio-politische Dimension erweitert. Neben den technisch-ökonomischen Kriterien sind somit auch Fragen der Eigentumsverteilung sowie der Demokratisierung und der Governance des Energiesystems ein wichtiger Bestandteil der Debatte um zentrale vs. dezentrale Systeme. Zum einen geht es darum, eine erneuerbare Stromversorgung zu möglichst geringen Kosten bei gleichbleibender Versorgungssicherheit aufzubauen. Zum anderen ist die Energiewende aber bei vielen Akteuren auch mit dem Ziel verknüpft, die Stromversorgung im Sinne von Demokratisierung und Eigentumsverteilung anders zu organisieren als bisher. Wichtig ist dabei auch die Frage, inwiefern eine technische Dezentralisierung zwangsläufig mit einer sozio-politischen Dezentralisierung verknüpft ist.

---

<sup>1</sup> Siehe: <http://www.transformation-des-energiesystems.de/> (zuletzt abgerufen am 28.07.2015)

Die technisch-ökonomische Bewertung baut auf der Literatur auf und gibt einen Überblick über wichtige Tendenzen. Ein Schwerpunkt bildet dabei zunächst die ökonomische Bewertung, also die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsvarianten auf die Systemkosten, d.h. hier die Kosten für Kraftwerke, Netze und Speicher. Die Darstellung hat nicht den Anspruch, die ökonomischen Auswirkungen zu quantifizieren oder die Kosten verschiedener Systemalternativen zu vergleichen, sondern Tendenzen aufzuzeigen. Die ökonomische Bewertung wird ergänzt um technische und ökologische Bewertungskriterien. Bei den möglichen Auswirkungen eines zentralen oder dezentralen (im Folgenden wird die Abkürzung „(de)zentral“ verwendet) Stromversorgungssystems auf die sozio-politische Struktur der Stromversorgung handelt es sich um eine erste Annäherung an die Thematik aus Gesamtsystem-Perspektive. Weiterführende Analysen und Erkenntnisse finden u.a. im Rahmen der Projekte des durch das BMBF geförderten Forschungsprogramms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ statt. Weitere Hinweise zu vorhandenen Bewertungen in den genannten Dimensionen nehmen wir gerne entgegen.

Im folgenden Kapitel wird die in diesem Artikel verwendete Typologie des Stromversorgungssystems mit den unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten in Bezug auf (De)Zentralität beschrieben. Die ökonomische Bewertung dieser Möglichkeiten erfolgt in Abschnitt 3.1, die technische in Abschnitt 3.2. Eine kurze Darstellung zu den ökologischen Auswirkungen sowie zur energetischen Effizienz des Systems erfolgt in Abschnitt 3.3. Aufbauend auf den techno-ökonomischen Systemdimensionen liegt der Schwerpunkt in Kapitel 4 auf den sozio-politischen Auswirkungen eines Stromversorgungssystems, welches durch hohe Anteile von erneuerbaren Energien (EE) geprägt ist. Im Fokus steht hier insbesondere der Einfluss von (De)Zentralität im Stromversorgungssystem auf die System-Governance, auf die Frage nach (mehr) Demokratie und auf die Eigentumsverhältnisse.

Die Frage, welche regulatorischen Rahmenbedingungen jeweils zur Verfügung stehen, um die Stromversorgung in den dargestellten Dimensionen in eine zentrale oder dezentrale Richtung zu entwickeln, wird in diesem Beitrag nicht diskutiert.

## 2. Typologie verschiedener Dimensionen von (De)Zentralität

Wenn von einem dezentralen oder zentralen Stromversorgungssystem die Rede ist, kann sich dies auf verschiedene Dimensionen beziehen. In der Literatur geht es oft vereinfachend um entweder zentrale oder dezentrale Systeme, so etwa bei Reiner Lemoine Institut gGmbH (2013). Tatsächlich stellt das Stromversorgungssystem jedoch eine Kombination aus unterschiedlichen Elementen dar, die jeweils zentral oder dezentral ausgeprägt sein können. Von dezentralen und zentralen Systemen zu sprechen, kann daher zu kurz greifen, und es sind verschiedene Mischformen denkbar (Bauknecht und Funcke 2013).

Als Grundlage für eine differenzierte Betrachtung dient in diesem Papier die von Bauknecht und Funcke (2013) definierte Systemkonfigurationsmatrix, siehe Tabelle 1. Es werden vier technisch-ökonomische Systemdimensionen unterschieden, die jeweils (de)zentral ausgeprägt sein können, namentlich Erzeugungstechnologien, Erzeugungsstandorte, Flexibilitätsoptionen sowie Systemsteuerung. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die betrachteten Parameter nicht nur rein



dezentral oder rein zentral ausgeprägt sein können, sondern diese eher Extrema einer Skala darstellen.

**Tabelle 1: Mögliche Ausprägungen der Systemcharakteristika**

	<b>Kraftwerke</b>	<b>Räumliche Verteilung</b>	<b>Flexibilität</b>	<b>Steuerung</b>
<b>Dezentral</b>	Kraftwerke sind auf der Verteilnetzebene angebunden.	Kraftwerke sind entsprechend der Nachfrage verteilt.	Flexibilität ist auf der Verteilnetzebene angebunden.	Das System wird dezentral gesteuert (z.B. durch dezentrale Märkte/ VNB).
<b>Zentral</b>	Kraftwerke sind auf der Übertragungsnetzebene angebunden.	Kraftwerke sind räumlich konzentriert bzw. nicht entsprechend der Nachfrage verteilt.	Flexibilität ist auf der Übertragungsnetzebene angebunden.	Steuerung des Systems erfolgt zentral (z.B. über einen einheitlichen Spotmarktpreis)

Quelle: basierend auf (Funcke und Bauknecht forthcoming 2015)

Erstens unterscheidet der in der ersten Spalte von Tabelle 1 dargestellte Parameter der Kraftwerke zwischen verschiedenen Netzebenen, an denen die Kraftwerke angeschlossen sind: Zentrale Kraftwerke sind an die Übertragungsnetzebene angeschlossen, wohingegen sich dezentrale Kraftwerke auf Verteilnetzebene befinden. Die Ausprägung dieser Dimension macht zunächst keine Aussage über die Art der Erzeugungstechnologie, allerdings können durch die technischen Voraussetzungen auf der jeweiligen Netzebene bestimmte Technologien ausgeschlossen werden. Eng verbunden mit der Anschlussebene ist auch die Größe der Kraftwerke, die wiederum verknüpft ist mit der in Kapitel 4 diskutierten Eigentumsverteilung.

Zweitens ist die räumliche Anordnung der Erzeugungsanlagen relevant. In dieser Dimension bedeutet ein zentrales System, dass Kraftwerke räumlich konzentriert und damit typischerweise nicht entsprechend der räumlichen Verteilung der Nachfrage angeordnet sind. In der Praxis kommt eine räumliche Konzentration dann zustande, wenn Kraftwerke an Standorten mit jeweils für sie günstigen Bedingungen errichtet werden, zum Beispiel mit günstigem Zugang zu Brennstoffen für konventionelle Kraftwerke oder Standorte mit guten Wind- oder Sonnenbedingungen für erneuerbare Energien. Umgekehrt sind Anlagen dann dezentral angeordnet, wenn sie entsprechend der Nachfrage räumlich verteilt sind. Prinzipiell können sowohl zentrale als auch dezentrale Kraftwerke im Sinne der o.g. ersten Dimension entweder räumlich dezentral oder zentral verteilt sein.

Drittens geht es um die Ausprägung der vorhandenen Flexibilitäten des Systems. Vergleichbar mit der Netzebene der Kraftwerke können auch Flexibilitäten zentral oder dezentral angeordnet werden, was eine technologische Differenzierung der Flexibilitäten nach sich zieht. Auf Übertragungs-

netzebene sind zum Beispiel Pumpspeicherwerke verortet. Dagegen ist es ein Kernelement der Entwicklungen, die unter dem Stichwort „Smart Grids“ stattfinden, dezentrale Flexibilitäten zu erschließen, zum Beispiel durch Lastmanagement bei kleineren Stromverbrauchern oder durch Flexibilisierung dezentraler Erzeugungsanlagen (B.A.U.M. Consult GmbH 2013).

Die vierte Dimension betrifft die Steuerung des Systems. Hierbei geht es vor allem um die Frage, auf welcher Ebene Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen und Systemdienstleistungen erbracht werden. Findet der Ausgleich auf nationaler Ebene statt, zum Beispiel über die Strombörse EEX mit einem einheitlichen, „zentralen“ Preissignal, an dem sich alle Akteure orientieren, oder findet der Ausgleich zunächst kleinräumiger statt, zum Beispiel auf der Ebene der Verteilnetze. Im letztgenannten Fall orientiert sich zum Beispiel ein flexibler Verbraucher nicht am Preissignal der Strombörse, sondern an der lokalen Erzeugungssituation, beispielsweise vermittelt über ein lokales Preissignal.

Bei einem dezentralen Ansatz ist zu unterscheiden, inwieweit sich der dezentrale Ausgleich an Netzengpässen orientiert, so dass zu bestimmten Zeiten mit unzureichenden Übertragungskapazitäten unterschiedliche Preiszonen entstehen oder ob zunächst grundsätzlich ein dezentraler Ausgleich stattfindet, auch in den Zeiten, in denen keine Netzengpässe bestehen. Auch im letzteren Fall würde jedoch in Zeiten, in denen ein dezentraler Ausgleich nicht möglich ist weil unzureichende lokale Kraftwerkskapazitäten oder Flexibilitätsoptionen bestehen, soweit möglich auf die übergeordnete Ebene zurückgegriffen werden. Ansonsten müssten auf dezentraler Ebene Back-up-Kapazitäten und Flexibilitäten für alle Stunden des Jahres bereitgehalten werden (Peter 2013). Eine wichtige Frage für die dezentralen Konzepte ist, auf welcher Ebene ein dezentraler Ausgleich stattfindet (Region, Verteilnetz, Eigenverbrauch). Auf der Seite der zentralen Visionen kann eine weitere Zentralisierung dahingehend stattfinden, dass ein Ausgleich stärker als bisher länderübergreifend im europäischen Kontext stattfindet (Fürsch und Lindenberger 2013).

### **3. Ökonomische und technische Bewertung von (De)Zentralität auf den Systemebenen**

Nach der Darstellung verschiedener (de)zentraler Dimensionen geben wir im zweiten Schritt einen Überblick darüber, wie Entwicklungen in den dargestellten Dimensionen jeweils zu bewerten sind. Dabei geht es zum einen um ökonomische Effekte, d.h. um die Kosten des Stromversorgungssystems: Im Bereich der ökonomischen Auswirkungen sind neben den Effekten auf Gesamtsystemebene distributive Effekte zu erwähnen. Hierbei steht die Allokation der im Rahmen der Stromerzeugung entstehenden Kosten und Nutzen im Vordergrund. Waren in traditionellen zentralen Stromsystemen insbesondere die Nutzen eher konzentriert bei großen Energieversorgern zu finden, so besteht die Erwartung, dass im Rahmen einer dezentralen Versorgung die Möglichkeit besteht, diese über eine größere Zahl an Akteuren zu verteilen (Reiner Lemoine Institut gGmbH 2013; Hirschl et al. 2010). Im vorliegenden Papier liegt das Augenmerk zunächst auf der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz, Verteilungseffekte werden im Kapitel 4.3 „Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur“ angesprochen. Die Frage, inwieweit in dezentralen Systemen möglicherweise eine höhere regionale Wertschöpfung erreicht werden kann und wie dies zu bewerten ist, wird hier nicht behandelt.

Zum anderen geht es um die Dimension der Versorgungssicherheit des Systems, also die Fähigkeit, Störungen abzuwehren oder zu einer gewohnten Funktionsweise zurückzukehren (Wachsmuth 2014). Ebenfalls wird hier die Komplexität des Systembetriebs betrachtet, welche besonders durch den Aufwand der Koordination und Steuerung definiert ist.

Die vierte Bewertungskategorie betrachtet den Bereich der ökologischen Auswirkungen und der energetischen Effizienz, der den Impact eines betrachteten Versorgungssystems auf die Umwelt beschreibt.

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der unterschiedlichen ökonomischen Auswirkungen der betrachteten Parameter, hier jeweils für die dezentrale Ausprägung. Diese Darstellung soll verdeutlichen, welche Systematik im folgenden Abschnitt angewendet wird. Die Effekte der untersuchten Parameter auf die drei formulierten ökonomischen Kriterien werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

**Tabelle 2:           Ökonomische Auswirkungen einer dezentralen Ausrichtung des Versorgungssystems**

Dimension der (DE-)zentralisierung:	Auswirkungen auf:	Kraftwerke	Netz	Flexibilität			
Dezentrale Kraftwerke (3.1.1)		=	-	=			
Dezentrale räumliche Verteilung (3.1.2)		=/-	+	=			
Dezentrale Flexibilität (3.1.3)		=	+/-	=			
Dezentrale Steuerung (3.1.4)		-	+	-			
Mit:		=	Unverändert	+	Kostenreduktion	-	Kostenanstieg

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.1. Ökonomische Auswirkungen

Bei den ökonomischen Kriterien geht es darum, wie sich (de)zentrale Konzepte in den genannten Dimensionen (Netzebene der Kraftwerke, regionale Verteilung der Kraftwerke, Netzebene der Flexibilitäten, Steuerung) jeweils auf die Systemkosten auswirken. Dazu gehören in unserer Betrachtung die Kosten der Kraftwerke, der Bereitstellung von Flexibilität und der Netze.

#### 3.1.1. (De)zentrale Kraftwerke

Ein Kraftwerk kann entweder an die Übertragungs- oder die Verteilnetzebene angeschlossen werden. Je nach Systemebene können unterschiedliche Auswirkungen in den betrachteten Kostenbereichen beobachtet werden.

### **3.1.1.1. Netzebene Kraftwerke – Kraftwerkskosten**

In der Vergangenheit wurden Kraftwerke vor allem auf Übertragungsnetzebene errichtet. Die zentrale Ausrichtung des Systems erfolgte besonders vor dem Hintergrund der Economies of Scale, die eine Reduktion der durchschnittlichen Kosten einer erzeugten Einheit Elektrizität durch eine Verteilung der nicht-vermeidbaren Fixkosten auf eine möglichst große Zahl an erzeugten Wattstunden beschreibt (Christensen und Greene 1976). Vor dem Hintergrund von technologischen Entwicklungen bei der dezentralen Erzeugung und erneuerbaren Erzeugungsanlagen hat dieser Effekt inzwischen insgesamt eine geringere Bedeutung, kann aber je nach Technologie unterschiedlich relevant sein. So zeigen sich Economies of Scale bei Photovoltaikanlagen und spiegeln sich entsprechend auch in Vergütung erneuerbarer Anlagen wider. Große Offshore-Windparks sind dagegen teurer als verteilte Onshore-Anlagen.

Während zentrale Kraftwerke zu größeren Skaleneffekten führen können, zeichnen sich dezentrale Erzeugungsanlagen durch eine höhere Modularität einzelner Anlagen aus und weisen durch einen geringeren Planungszeitraum eine höhere Flexibilität in Bezug auf Investitionsentscheidungen auf (Lovins et al. 2002). Es ist so möglich, den Aufbau von Erzeugungskapazität besser an die Entwicklung der Nachfrage anzupassen. Bei großskaligen Investitionen auf zentraler Ebene kann es eher zu Über- oder Defizitkapazitäten kommen, da Kraftwerke über mehrere Jahre und zudem jeweils als große Kapazitätsblöcke geplant und errichtet werden.

### **3.1.1.2. Netzebene Kraftwerke – Netzkosten**

Durch eine Zunahme dezentraler Erzeugung, die an die Verteilnetzebene angeschlossen ist, muss diese Netzebene an diese neue Situation angepasst werden, da sie bisher auf einen vom Übertragungsnetz kommenden Stromfluss ausgelegt waren (Agora Energiewende 2013). Ein erhöhter Kraftwerksausbau auf Verteilnetzebene erhöht so die notwendigen Investitionen des Ausbaus und der Anpassung auf Verteilnetzebene (Bliem et al. 2014). Bei zentralen Kraftwerken ist der Anpassungsbedarf typischerweise geringer.

## **3.1.2. (De)zentrale räumliche Verteilung**

### **3.1.2.1. Räumliche Verteilung – Kraftwerkskosten**

Der Parameter der räumlichen Verteilung betrifft konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Erzeugungstechnologien sowie Flexibilitätsoptionen. Die Erzeugungskosten konventioneller Technologien sind in erster Linie von Brennstoffkosten abhängig. Wie groß diese Kosten sind, hängt in erster Linie vom Transportweg hin zum Kraftwerk ab. Je geringer diese Entfernung, desto geringer die anfallenden Kosten. Für Kohlekraftwerke sind etwa Standorte in der Nähe von internationalen Häfen von Vorteil, da über diese eine Versorgung mit Steinkohle erfolgt. Braunkohlekraftwerke hingegen werden in der Nähe eines Tagebaus errichtet, über den sie mit Kohle versorgt werden.

Erneuerbare Erzeugungsanlagen benötigen keine Versorgung mit Brennstoffen, sondern sind vom Dargebot der benötigten erneuerbaren Energieform abhängig. Da die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in erster Linie von der Zahl der Volllaststunden abhängen, haben Anlagen

besonders dann geringe Erzeugungskosten, wenn sie an ertragreichen Standorten errichtet werden (Consentec 2013). Neben dem Unterschied in den Gestehungskosten einzelner Anlagen sind in der Folge auch die notwendigen Gesamtinvestitionen in erneuerbare Anlagen von der Standortwahl abhängig. Je geringer der Ertrag individueller Anlagen, desto größer ist die notwendige Zahl an Anlagen, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen (Wimmer et al. 2014). Mit einer solchen Konfiguration ist direkt eine Erhöhung der Kraftwerksinvestitionen verbunden.

### **3.1.2.2. Räumliche Verteilung – Flexibilitätskosten**

Neben einem Einfluss auf die Erzeugungsleistung wirkt sich die regionale Verteilung von Erzeugungsanlagen auch die Anforderungen an die im System vorgehaltene Flexibilität aus. Eine Analyse der Windverteilung von Wimmer et al. (2014) zeigt, dass sich die maximale Residuallast und damit die maximal benötigte Erzeugungskapazität (als ein Indikator für den benötigten Flexibilitätsbedarf) im zentralen Szenario „Beste Standorte“ und im dezentralen Szenario „Gleichverteilung“ gleichen. Dies widerspricht der von den Autoren der genannten Studie eingangs aufgestellten Hypothese, dass bei einer Gleichverteilung weniger Flexibilität benötigt wird. Vielmehr übersteigt der Effekt, dass bei einer dezentralen Verteilung insgesamt eine höhere Erzeugungskapazität benötigt wird, den gegenläufigen Effekt des Ausgleichs zwischen unterschiedlichen regionalen Profilen. Allerdings unterscheiden sich die beiden Szenarien bezüglich der durchschnittlichen und der maximalen Laständerungs-Gradienten. Im Szenario „Gleichverteilung“ sind die Gradienten flacher und das Gradienten-Maximum geringer. Die zusätzliche Leistung muss demnach weniger schnell zur Verfügung gestellt werden, um in Kombination mit der Windeinspeisung die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken. Eine Gleichverteilung reduziert demzufolge nicht per se den Kapazitätsbedarf, jedoch die Elastizitätsanforderungen an die Flexibilitätstechnologien.

Umgekehrt heben andere Studien den positiven Effekt einer dezentralen räumlichen Verteilung hervor, vernachlässigen allerdings, dass in einem solchen Szenario insgesamt eine höhere installierte Leistung benötigt wird. Mono et al. (2014) kommen zu dem Ergebnis, dass eine ungleiche, d.h. zentrale Verteilung der Erzeugung die negative Residuallast deutlich erhöht.

### **3.1.2.3. Räumliche Verteilung – Netzkosten**

Im Falle unterschiedlicher regionaler Verteilungen von erneuerbaren Energien besteht die berechnete Frage, inwiefern sich dies auf den Bedarf an Netzausbau auf Übertragungsnetzebene auswirkt. Es liegt die Vermutung nahe, dass ein dezentraler Ausbau zu geringeren Ausbaukosten führt, da im Falle lastnaher Erzeugung bzw. lastnaher Flexibilitätsoptionen der Strom über geringere Entfernungen transportiert werden muss. Diese Vermutung bekräftigen auch die Ergebnisse von Hobbie und Möst (2014).

Neben einer Reduktion des notwendigen Ausbaus auf Übertragungsnetzebene werden durch eine geringere Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch ebenfalls die auftretenden Netzverluste reduziert (VDE 2007). Hierbei handelt es sich um Betriebskosten des Netzes, da dieser Verluststrom anderweitig bereitgestellt werden muss. Neben einem Transport von Erzeugung zu Verbrauch ist es ebenfalls denkbar, dass Transport von Erzeugungsanlagen zu Flexibilitätsoptionen

stattfindet. Während Flexibilitätsoptionen prinzipiell zur Netzentlastung eingesetzt werden können, kann es in diesem Fall auch zu einer zusätzlichen Belastung kommen (siehe Abschnitt 3.1.3).

Eine Studie des Reiner Lemoine Instituts gGmbH (2013) untersucht den Übertragungsnetzausbaubedarf unterschiedlicher Regionalisierungen erneuerbarer Energien. Im Zentrum der Untersuchung stehen drei verschiedene Szenarien, die jeweils einen zentralen (Konzentration der Windenergie im Nordwesten Deutschlands) und dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien für EE-Anteile von 55 %, 80 % und 100 % untersuchen. In jedem der betrachteten Szenarien ist der Ausbaubedarf bei einer zentralen räumlichen Anordnung größer als im dezentralen Fall. Bei EE-Anteilen von 80 % übersteigen die benötigten Übertragungsnetzkapazitäten des zentralen Szenarios die des dezentralen Szenarios um 4 GW. Bei höheren EE-Anteilen nähern sich die Ausbaubedarfe der Szenarien einander an, was durch die Ausschöpfung ertragreicher Standorte mit wachsenden EE-Anteilen und einer damit verbundenen Annäherung des dezentralen und zentralen Szenarios bedingt ist.

Auch die Studie von (Consentec 2013) kommt zu dem Schluss, dass bei einer Konzentration des EE-Ausbaus auf beste, d.h. zentrale Standorte der Netzausbaubedarf insgesamt höher ist als in einem Szenario, in dem die EE-Erzeugung verbrauchsnahe verteilt wird.

### **3.1.3. (De)zentrale Flexibilität<sup>2</sup>**

#### **3.1.3.1. Netzebene Flexibilität – Kraftwerkskosten**

Vergleichbar mit der Erzeugung von Elektrizität wird Flexibilität auch auf verschiedenen Netzebenen durch unterschiedliche Technologien bereitgestellt. Hier finden sich gleichfalls verschiedene Auswirkungen auf einzelne Aspekte der Systemkosten. Generell kann ein Einsatz von Flexibilitäten teurere Technologien aus dem Markt verdrängen und diese durch Strom, der zu Zeiten niedriger Preise gespeichert wurde, ersetzen, was zu einem effizienteren Systembetrieb führen kann (Ela et al. 2013). Bliem et al. (2014) beschreiben einen Rückgang der benötigten Kapazität von Erzeugungsanlagen durch eine Kombination verschiedener (de)zentraler Flexibilitäten, dies führt zu einer Reduktion von Investitionen in Kraftwerke. Allerdings ist dieser Effekt prinzipiell unabhängig davon, ob die Flexibilität zentral oder dezentral bereitgestellt wird.

#### **3.1.3.2. Netzebene Flexibilität – Flexibilitätskosten**

Generell sind die Kosten im Bereich der Flexibilitäten eher von der verwendeten Technologie abhängig als von der gewählten Netzebene. Eine Untersuchung des Öko-Instituts hat gezeigt, dass eine zentrale oder dezentrale Bereitstellung von Flexibilität insgesamt nur geringe Auswirkungen auf die Höhe der Flexibilitäts- und der Gesamtkosten hat (Bauknecht et al. 2015).

---

<sup>2</sup> Als Flexibilitätsoptionen werden Technologien oder Prozesse bezeichnet, die dazu beitragen den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen und die Funktionalität des Stromnetzes zu unterstützen (Bauknecht et al. 2015), also Stromspeicher, Lastmanagement, die Flexibilität von Kraftwerken und die Möglichkeit des räumlichen Ausgleichs über die Stromnetze.

### **3.1.3.3. Netzebene Flexibilität – Netzkosten**

Handelt es sich bei zentralen Flexibilitäten besonders um jene, die auf Übertragungsnetzebene angeordnet sind, so befinden sich dezentrale Flexibilitäten eher verteilt auf niederen Netzebenen. Je nach Anordnung können diese Flexibilitäten eine reduzierende Auswirkung auf die auftretenden Netzausbaukosten haben. Vor diesem Hintergrund ist die Nähe zu Erzeugungsanlagen bzw. Verbrauchsanlagen ausschlaggebend für die Belastung, die ein Betrieb von Flexibilitäten auf das Netz hat. Netzausbaubedarf entsteht hierbei besonders durch den Transport von Elektrizität zu erzeugungsfernen Flexibilitäten über mehrere Netzebenen (Schaber et al. 2013; Ackermann et al. 2014).

### **3.1.4. (De)zentrale Steuerung**

Mit fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien und der damit verbundenen zunehmenden Installation von Erzeugungsanlagen auf dezentralen Netzebenen stellt sich die Frage, auf welcher Ebene das System gesteuert, d.h. wie der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch koordiniert werden sollte. Im Bereich der Steuerung gibt es wie bei den anderen Charakteristika die Möglichkeit einer dezentralen oder einer zentralen Umsetzung.

#### **3.1.4.1. Steuerung – Kraftwerkskosten und Flexibilitätskosten**

Eine dezentrale Steuerung bedeutet im Kontext dieses Papiers die Steuerung von allen Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten in einer dezentralen Einheit. Die konsequente Umsetzung eines solchen Ansatzes setzt eine ausreichend große Menge an dezentral erzeugter Energie bzw. an dezentraler Kapazität voraus, was hohe Kraftwerksinvestitionen nach sich zieht. Außerdem müssen vor Ort dezentrale Flexibilitätsoptionen aufgebaut werden, wenn der lokale Ausgleich maximiert werden soll. Bei einem dezentralen Ausgleich müssen also insgesamt höhere Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten vorgehalten werden (VDE 2007). So zeigt Peter (2013), dass bei einer autarken dezentralen Optimierung große Mengen an Flexibilität und Erzeugungsleistung benötigt werden.

Eine weitgehende Selbstversorgung ist nur umzusetzen, wenn die Möglichkeit der Installation einer ausreichend großen Menge an Erzeugungskapazitäten besteht, was nur in ländlichen Regionen der Fall ist. In Siedlungen und größeren Städten ist eine Umsetzung nicht realistisch (Schmidt et al. 2012). Ebenfalls ist denkbar, dass im Rahmen einer dezentralen Optimierung durch die Verwendung eines regional installierten Kraftwerks in einer anderen Region erneuerbarer Überschussstrom abgeregelt werden muss, da dessen Nutzung in einer dezentralen Optimierung nicht berücksichtigt wird, was zu insgesamt höheren Betriebskosten führt.

#### **3.1.4.2. Steuerung – Netzausbaubedarf**

Im Falle einer dezentralen Versorgung und einer dezentralen Steuerung sind je nach Szenario unterschiedliche Auswirkungen auf die Investitions- und Betriebskosten der unterschiedlichen Netzbereiche zu beobachten. In jedem Fall ist es notwendig, das Verteilnetz auszubauen. Dies ist besonders der Infrastruktur geschuldet, die für eine Koordination eines dezentralen Systems notwendig ist (Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) et al. 2012). Im Falle einer autarken Versorgung, die den dezentralsten Fall der Steuerungsdimension darstellt, entfällt die Notwendigkeit ei-

nes Anschlusses an das Übertragungsnetz und die daraus resultierenden Investitionen (Sommer et al. 2003). Eine solche Entwicklung wird jedoch i.A. nicht angestrebt. Im wahrscheinlicheren Fall, dass die dezentral koordinierten Zellen über eine Verbindung an das Übertragungsnetz verfügen und nicht das Ziel einer autarken Versorgung haben, sind unterschiedliche Entwicklungen denkbar. Eine dezentrale Einheit kann unterstützend auf das Übertragungsnetz wirken, indem Flexibilitäten und Erzeugungsanlagen koordiniert werden und dadurch Netzengpässe reduziert werden. Dies kann den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes reduzieren. Dabei ist allerdings zu beachten, dass durch eine primär dezentrale Koordination ggf. auch die Nutzung bereits bestehender Netze reduziert wird, wodurch keine Netzinvestitionen eingespart werden.

### 3.2. Versorgungssicherheit und Systemkomplexität

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit der Fähigkeit eines Systems, einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten und der Frage, wie diese von zentralen oder dezentralen Strukturen beeinflusst wird.

*Versorgungssicherheit* oder *Resilienz* bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, Störungen von inneren oder äußeren Quellen abzuwehren oder zu verarbeiten und zum ursprünglichen Systemzustand zurückzukehren (Committee on Increasing National Resilience to Hazards and Disasters und Committee on Science, Engineering, and Public Policy 2012). Im Bereich der Versorgungssysteme ist dieses Konzept besonders relevant, da diese einer großen Zahl an inneren und äußeren Einflüssen ausgesetzt sind. In der Vergangenheit waren verschiedene Systemzustände zu beobachten, in denen diese Einflüsse zu einem Systemausfall führten. Diese können systeminterne Ursachen haben, wie im Jahr 2006, als eine geplante Leitungsabschaltung dazu führte, dass in großen Teilen Europas die Stromversorgung unterbrochen wurde (UCTE 2006). Allerdings kann dies ebenfalls durch äußere, nicht-beeinflussbare Faktoren verursacht werden, wie im Falle einer dunklen Flaute<sup>3</sup> oder etwa einer Knappheit von Brennstoffen.

In der wissenschaftlichen Literatur wurde der Begriff der Resilienz vor dem Hintergrund diverser wissenschaftlicher Disziplinen untersucht. Generell ist ein resilientes System durch eine komplexe Kombination verschiedener Faktoren definiert. Im Bereich der Versorgungssysteme sind diese in die Gruppen physischer (technologisch), informeller, kognitiver und sozialer Faktoren unterteilt (Roege et al. 2014). Für die vorliegende Untersuchung sind jedoch vorrangig Faktoren der technischen Dimension relevant, die sich in der Typologie der (De)zentralisierung wiederfinden.

Je nach (De)zentralität eines Systems wird die zur Versorgung benötigte Leistung durch eine zentrale Anlage oder mehrere kleine Anlagen mit geringerer Leistung bereitgestellt. Wie für technische Anlagen üblich, haben Erzeugungsanlagen eine bestimmte Ausfallwahrscheinlichkeit (Klöden 2013). Unter der Annahme, dass Anlagen unabhängig von ihrer installierten Leistung eine vergleichbare Ausfallwahrscheinlichkeit aufweisen, kann gefolgert werden, dass aus Sicht der Versorgungssicherheit eine Verteilung von Erzeugungsleistung auf eine größere Anlagenzahl anzustre-

---

<sup>3</sup> Als eine dunkle Flaute wird eine Zeit mit geringer PV-Stromproduktion bei gleichzeitig ausbleibender Windstromproduktion beschrieben, was zu einer deutlichen Reduktion oder einem Ausfall einer Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen führt.



ben ist. Zwar ist für jede der Anlagen eine Betriebsstörung gleich wahrscheinlich, im Falle eines Ausfalls zentraler Erzeuger sind die Auswirkungen jedoch weit schwerwiegender. Durch eine Verteilung der Leistung ist bei einer Störung nicht ein Ausfall der gesamten Leistung die Folge und eine Kompensation kleinerer Anlagen untereinander ist möglich.

Eine Vermeidung solcher „*starren Abhängigkeiten*“ (Wachsmuth 2014) kann in vielen Bereichen des Systems zu einer Erhöhung der Resilienz führen. Vergleichbar mit den Auswirkungen einer Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen ist aus dieser Perspektive auch eine Bereitstellung von Flexibilitäten durch verschiedene dezentrale Einheiten erstrebenswert. Unabhängig von der Netzebene ist die räumliche Verteilung von Erzeugern ein Parameter, der besonders einen Einfluss auf die Robustheit einer dargebotsabhängigen Erzeugung hat. Befindet sich ein Großteil der installierten Leistung in einer bestimmten Region, so sind mehr Anlagen von einem Ausbleiben der benötigten Primärenergie betroffen, als im Falle einer größeren räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen. Dies zeigen besonders Untersuchungen, die das intraregionale oder nationale Potenzial zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs beschreiben (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2012; Reiner Lemoine Institut gGmbH 2013; Bauknecht et al. 2015).

Eine Reduktion einer Abhängigkeit von zentralen Größen ist auch in Bezug auf die Steuerung und Verarbeitung der für einen Betrieb notwendigen Daten von Vorteil. Ein „*System von Systemen*“ verteilt die notwendigen Informationen auf unterschiedliche Knoten und reduziert so das Ausfallrisiko des Gesamtsystems (Reck 2012). Neben der Sicherheit, die eine Dezentralisierung mit sich bringt, ist mit ihr aber auch ein relativ großer Aufwand verbunden. Viele kleine, dezentrale Flexibilitäten und Erzeugungsanlagen führen zu entsprechend großen Datenmengen. Dafür wiederum ist eine IT-Infrastruktur notwendig (Stichwort Smart Grids), die die Anfälligkeit des Systems auch erhöhen kann.

**Tabelle 3: Technische Eigenschaften (de)zentraler Systeme**

	<b>Dezentrales System</b>	<b>Zentrales System</b>
<b>Ausfallwahrscheinlichkeit – Erzeugung</b>	Verteilte Leistung führt zu einem geringeren Ausfall bei gleichen Wahrscheinlichkeiten pro Anlage – Geringeres Gesamtrisiko durch Dezentralisierung des Risikos	Großer Leistungsausfall durch geringe Zahl an Anlagen – Höheres Gesamtrisiko durch Zentralisierung des Risikos
<b>Diversität der Abhängigkeiten</b>	Eine räumliche Diversifizierung und eine Diversifizierung der Energieträger reduziert „starre Abhängigkeiten“	Gefährdung durch wenige Energiequellen
<b>Koordinationsaufwand</b>	Große Zahl an Anlagen und Regelkreisen erzeugt eine große Informationsmenge	Direkte Steuerung weniger Anlagen erleichtert die Koordination
<b>Ausfallwahrscheinlichkeit - IT</b>	Verteilung der Koordinationskompetenzen reduziert die Gefährdung des Gesamtsystems im Falle eines Ausfalls. Notwendige IT-Infrastruktur kann die Anfälligkeit erhöhen.	Zentrale Koordinationskompetenz gefährdet größere Teile des Systems im Falle eines Ausfalls

Quelle: Eigene Darstellung

Da ein dezentral ausgerichtetes System in vielen Bereichen der Versorgungssicherheit Vorteile gegenüber einer zentralen Orientierung aufweist, ist es umso wichtiger, die damit verbundenen Anforderungen an die Verteilnetze zu berücksichtigen. In der Vergangenheit waren Verteilnetze eher für eine Top-Down Leistungsübertragung ausgelegt und sehen sich nun mit steigender Dezentralisierung einem erhöhten Regelbedarf gegenüber. Dafür ist diese Netzebene bisher nicht ausgelegt. Für die Umsetzung dieser Koordinationsaufgabe sind daher zukünftig Investitionen notwendig, die über die des herkömmlichen Verteilnetzausbaus hinaus gehen (Bliem et al. 2014). Dazu zählen besonders *„umfassende Informations- und Kommunikationstechnologien zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Endverbrauchern“* (Bliem et al. 2011).

Diese Notwendigkeit wird durch eine fortschreitende Verwendung von Technologien und Ansätzen hervorgerufen, die bisher nicht verwendet wurden und aufgrund ihrer dezentralen Struktur einen erhöhten Koordinationsaufwand zur Folge haben. In dezentralen Strukturen sind dies besonders kleine Verbraucher, wie Haushalte, oder neuartige Kopplungen mit dem Stromsystem, so etwa der Wärme-/ Kältesektor oder Elektromobilität (Bliem et al. 2011; Kloepfer 2014). Offensichtlich geht mit einer wachsenden Zahl an Akteuren und Anlagen ein wachsender Koordinationsaufwand einher. Die Verteilung der Informationen im Rahmen eines „Systems aus Systemen“ (s.o.) kann jedoch neben einer Reduktion der Ausfallwahrscheinlichkeit ebenfalls zu einer Verringerung der Komplexität des Versorgungssystems führen, da die Menge an Informationen auf eine größere Zahl an Reglungsverantwortlichen verteilt wird (Schmitt 2013).

### 3.3. Ökologische Auswirkungen und energetische Effizienz

Der vermehrte Einsatz von EE und die damit einhergehende Transformation des Stromversorgungssystems führt zu sich ändernden Umwelteinflüssen und kann ebenfalls Einfluss auf die energetische Effizienz des Systems haben. Allgemein lässt sich festhalten, dass EE-Kraftwerke im Vergleich zum konventionellen Kraftwerkspark negative Umweltwirkungen verringern. Die energetische Effizienz ist stark von den verwendeten Technologien abhängig, eine grundsätzliche Aussage ist hier nicht möglich.

#### 3.3.1. Ökologische Auswirkungen

Das Energiewende-Ziel einer Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien ist prinzipiell sowohl mit dezentralen als auch mit zentralen EE-Kraftwerken erreichbar. Eine aus ökologischen Gesichtspunkten zu bevorzugende Ausrichtung der Kraftwerke in Bezug auf (De)Zentralität lässt sich insofern nicht benennen. Durch die Wahl des Kraftwerksstandorts lassen sich durch das Stromversorgungssystem bedingte Umwelteinflüsse steuern, bspw. um Naturschutzziele umzusetzen. Dies kann unabhängig von der Frage nach (De)Zentralität erfolgen.

Ansonsten können sich durch die dargestellten verschiedenen (de)zentralen Ausrichtung eine Vielzahl unterschiedlicher und teilweise gegenläufiger Effekte ergeben. Eine dezentrale, also verbrauchernahe, Installation von EE-Anlagen kann zu erhöhtem Ressourcen- und Flächenverbrauch führen, da mehr Anlagen benötigt werden, um die gleiche Anzahl von Volllaststunden zu erreichen wie dies bei gleicher Anlagenanzahl an Standorten mit besten Potenzialen der Fall wäre. Gleichzeitig kann verbrauchsnahe Erzeugung zu einer ökologischen Entlastung durch geringeren Netzausbaubedarf führen.

Auch eine dezentrale Steuerung kann einerseits den Netzausbaubedarf reduzieren, andererseits aber zu zusätzlichem Flexibilitätsbedarf führen. Die daraus resultierenden ökologischen Folgen sind schwierig abzuschätzen, da jede Flexibilitätsoption bzw. -technologie spezifische Auswirkungen bezüglich Flächen- und Ressourcenverbrauch besitzt. Gerade bei Speichern ist aber davon auszugehen, dass ein erhöhter Einsatz auch zu relevanten ökologischen Auswirkungen führt.

#### 3.3.2. Energetische Effizienz

Eine Abwärmenutzung in KWK-Anlagen ist bei dezentralen, lastnäheren Erzeugungsanlagen oft einfacher umzusetzen, wodurch kraftwerksseitig eine höhere energetische Effizienz erreicht werden kann.

Tendenziell benötigt ein zentrales System im Sinne der Steuerungsebene mehr Übertragungsnetze und ein dezentrales System mehr kleinskalige Flexibilitätsoptionen vor Ort, z.B. Speicher, die insgesamt auch stärker genutzt werden. Während durch den geringeren Einsatz der Netze Netzverluste reduziert werden, führt der verstärkte Einsatz von Flexibilitätsoptionen, d.h. die vermehrte Nutzung von Speichern und Lastmanagement, zu einem Absinken der energetischen Effizienz, da ihre Nutzung mit Umwandlungs- und Wirkungsgradverlusten einhergeht.

## 4. Soziale und politische Dimension

Der fortschreitende Ersatz nuklear und fossil betriebener Kraftwerke durch EE-Anlagen hat das Potenzial, Stromversorgungssysteme umfassend zu transformieren. Im Folgenden soll der Frage nachgegangen werden, inwieweit die im vorherigen Abschnitt dargestellten Entwicklungsmöglichkeiten in Bezug auf eine (de)zentrale Ausgestaltung der techno-ökonomischen Ebenen auch einen Wandel auf den sozialen und politischen Ebenen auslösen und wie die techno-ökonomische Ausgestaltung der Stromversorgung mit der sozialen und politischen Ebene verknüpft ist. Dafür soll die Bandbreite der möglichen Entwicklungen aufgezeigt werden; eine detaillierte Bewertung der Optionen liegt außerhalb dieses Vorhabens. Damit soll der thematische Rahmen bezüglich möglicher sozio-politischer Auswirkungen der Energiewende aufgespannt werden. Eine ausführliche Untersuchung einzelner Aspekte erfolgt im Rahmen des durch das BMBF geförderten Forschungsprogramms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ (siehe Fußnote 1). Der Fokus dieses Kapitels liegt inhaltlich auf den Dimensionen Governance, Demokratisierung der Energieversorgung und Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur.

### 4.1. Governance-Aspekte

Die deutsche Energiepolitik ist umfassend in ein politisches Mehrebenensystem eingebettet. Das wissenschaftliche Konzept der Mehrebenengovernance (Multi-Level Governance, MLG) bezieht sich einerseits auf die verstärkt anzutreffenden unterschiedlichen politischen Ebenen, auf die die Entscheidungsgewalt verteilt ist, und andererseits auf die mit dem Governance-Ansatz verbundene Frage nach der sich verändernden Rolle von Nationalstaaten und nicht-staatlichen Akteuren sowie deren Interaktionen. Im Falle von Deutschland bzw. Europa lassen sich unterhalb der klassischen nationalen Ebene die kommunale bzw. regionale Ebene sowie die Ebene der Bundesländer unterscheiden. Die Zusammenarbeit der Ebenen innerhalb eines Nationalstaates bzw. die Verteilung von Entscheidungskompetenzen zwischen diesen Ebenen wird auch als ‚Politikverflechtung‘ bezeichnet. Oberhalb der nationalen Ebene ist die deutsche Politik über die letzten Jahrzehnte in zunehmender Intensität in die supranationale Ebene der Europäischen Union und internationaler Institutionen, beispielsweise bei den Klimaverhandlungen, eingebunden.

Bezogen auf die deutsche Energiepolitik lassen sich auf internationaler Ebene Verpflichtungen wie das Kyoto-Protokoll und Vereinbarungen auf EU-Ebene zur Liberalisierung des Strommarkts, die Vorgaben zu EE und Energieeffizienz sowie zum Emissionshandel identifizieren. Auf nationaler Ebene fällt die Energiepolitik unter die konkurrierende Gesetzgebung. Grundlegende energiepolitische Richtungsentscheidungen sind u.a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und in Bezug zum Ausbau von EE im EEG zu finden (Sohre 2014). Im Energiekonzept der deutschen Bundesregierung sind die aktuellen Ziele bezüglich EE im Stromversorgungssystem definiert, bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent (Deutsche Bundesregierung 2010). Wie dieses Ziel erreicht werden soll – ob eher zentrale oder dezentrale Elemente zum Einsatz kommen sollen – und ob eine vollständige Transformation hin zu 100 Prozent EE als Folgeschritt erwartet wird, wird nicht erläutert.

Auf Landesebene bestehen die entscheidenden Ansatzpunkte, den Ausbau EE zu steuern, insbesondere im Bauordnungs-, Raumordnungs- und Landesplanungsrecht (Agentur für Erneuerbare

Energien (AEE) 2013). Als organisatorischer Rahmen wurden in den letzten Jahren vermehrt landeseigene Ziele für EE definiert, Landesenergiekonzepte entworfen und teilweise Klimagesetze erlassen (für eine vergleichende Analyse der EE-Entwicklungen in den Bundesländern siehe DIW Berlin et al. 2014). Die dort festgehaltenen Vorhaben und Ziele sind jedoch eher lose mit den Bundeszielen koordiniert, was zu Konflikten führt, die von der Erzeugung bis hin zum Netzausbau reichen. Zwar ist mit dem halbjährlich stattfindenden Bund-Länder-Energiegipfel ein Instrument vorhanden, das einen Interessenausgleich ermöglichen könnte, Ohlhorst et al. (2013) konstatieren jedoch, dass diese Treffen „bei Weitem nicht das Erfordernis einer umfänglichen Koordinierung der Energiewende erfüllen.“

Vielerorts haben sich Kommunen und Regionen bereits vor den Ländern ambitionierte Ziele in Bezug auf den EE-Ausbau gesetzt. Das Institut dezentrale Energietechnologien hat auf einer Deutschlandkarte 83 Regionen gelistet, die sie als „Vorreiter der regionalen Energiewende“ (IdE 2014) bezeichnen, da dort ein gesellschaftlich-politischer Beschluss für 100 Prozent EE getroffen wurde. Zusammen mit 63 weiteren Regionen, die zumindest die grundlegenden Prozesse initiiert haben, leben demnach ca. 25 Mio. Menschen in Regionen, die versuchen, vor Ort die Energiewende umzusetzen.

Laut Ohlhorst et al. (2013) wird die konkrete Umsetzung der Energiewende somit vor allem auf lokaler bzw. regionaler Ebene initiiert. Ein „Lead von oben“ sei nicht erkennbar, vielmehr handele es sich um eine „Energiewende von unten“. Bedingt sei dies insbesondere durch „das große Innovationspotenzial, das in der Entwicklung lokal angepasster Strategien liegt; die direkte Einbindung regionaler Akteure in Entscheidungsprozesse, die Chancen für eine sozial- und umweltverträgliche Energieversorgung bietet; sowie die Förderung der regionalen Wertschöpfung“ (ebd.).

Es lässt sich somit festhalten, dass viele Impulse und Innovationen der deutschen Energiewende von der lokalen bzw. regionalen Ebene ausgehen (vgl. auch Abschnitt 4.3 zu Eigentumsverhältnissen). Ausgelöst wurden diese oft von Vorreitern und „Tüftlern“, die bereits vor Einführung des EEG den Einsatz von EE im direkten Umfeld vorangetrieben haben. Die Einspeisegesetze auf nationaler Ebene haben die lokalen und regionalen Ansätze allerdings erst auf eine breitere Basis gestellt; die Erfolgsgeschichte auf lokaler / regionaler Ebene lässt sich also zu einem gewissen Anteil durch nationale Politikgestaltung erklären. Seitdem hat das EEG mit vergleichsweise geringen Renditen für Anlagenbetreiber neuen Investorengruppen den Markteintritt ermöglicht. Zusätzlich hat dies bisher zum Ausbau vergleichsweise kleinskaliger Anlagen geführt, die von weniger kapitalstarken Akteuren auf lokaler / regionaler Ebene finanziert werden konnten.

Der Umbau der Förderinstrumente für EE in Richtung Ausschreibungen hat das Potenzial, zumindest einen gewissen Anteil der Initiativen auf lokaler / regionaler Ebene auszubremsen, falls beispielsweise Investitionen weniger finanzkräftiger Akteure oder in Genossenschaften erschwert werden (vgl. z.B. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) 2014). Andererseits könnten neue Instrumente dazu beitragen, den EE-Ausbau aus räumlicher Perspektive stärker zu dezentralisieren oder auch den Netzausbaubedarf zu verringern, falls z.B. über Ausschreibungsmodelle die Nutzung verbrauchernaher bzw. netzoptimierender Standorte angereizt wird (Bode und Groscurth 2011).

Es kann festgehalten werden, dass es bezüglich der Entwicklung von EE in Deutschland gegenseitige Impulse zwischen den politischen Ebenen in Bezug auf Governance-Ansätze gegeben hat. Das EEG auf nationaler Ebene hat Governance-Ansätze auf Bundesland- und lokaler sowie regionaler Ebene verstärkt bzw. erst ermöglicht. Eine stärkere Koordination der Energiewende, z.B. eine stärkere technologische und räumliche Steuerung des EE-Ausbaus auf nationaler Ebene könnte zu einer Reduzierung von Governance-Möglichkeiten auf subnationaler Ebene führen. Ob sich regionale / lokale Initiativen mit weniger bzw. unabhängig von nationaler Förderung in der Form weiterentwickeln können, wie dies in den letzten Jahren der Fall war, ist offen.

## 4.2. Demokratisierung der Energieversorgung

Viele Befürworter einer Systemtransformation der Energieversorgung hin zu mehr EE verknüpfen damit die Hoffnung auf eine stärkere demokratische Kontrolle des Systems. Insbesondere die Einbindung von BürgerInnen in Planungs- und Entscheidungsprozesse wird regelmäßig hervorgehoben (z.B. 100 Prozent erneuerbar stiftung 2012; Dunker und Mono 2013; Kunze und Becker 2014). Ein weiterer Aspekt, der ebenfalls unter stärkerer demokratischer Kontrolle zusammengefasst werden kann, ist die Verstaatlichung von Teilen des Energiesystems; insbesondere die Rekommunalisierung von Stadtwerken und der Rückkauf von Stromnetzen sind hier zu nennen. Im Folgenden sollen die Grundfragen sowohl der Partizipation als auch der Verstaatlichung in Bezug auf dezentrale Stromversorgungssysteme behandelt werden.

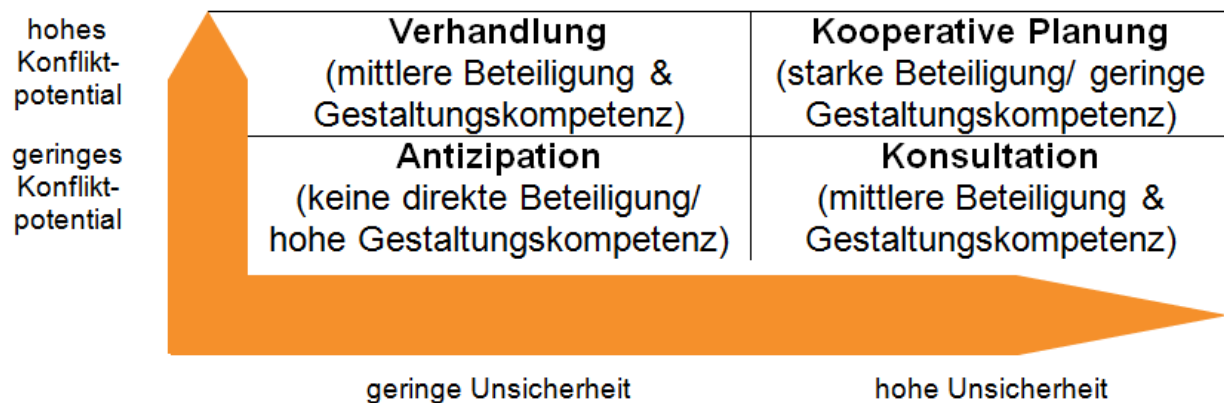
### Partizipation

Die Möglichkeiten zur Partizipation in politischen Prozessen für BürgerInnen sowie weitere zivilgesellschaftliche Akteure wurde in den letzten Jahren verstärkt gefordert und vielfach ausgebaut. In der Energiepolitik ist dies beispielsweise an den neuen Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen der Stromnetzentwicklung zu erkennen (Steinbach 2013). Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD aus dem Jahr 2013 heißt es beispielsweise „Die Rechte und Beteiligungsmöglichkeiten der Bürger sind uns ein zentrales Anliegen“ (CDU et al. 2013). Eine Stiftung mit Fokus auf kommunalen / regionalen Energiesystemen mit starker Bürgerbeteiligung drückt es folgendermaßen aus: „Menschen in Entscheidungen, die sie betreffen, einzubinden, ist ein demokratisches Grundprinzip. Nur wer es beachtet, wird als verantwortungsbewusster Akteur wahrgenommen“ (100 Prozent erneuerbar stiftung 2012). Im Rahmen des Ausbaus von EE ist dabei oft auch von ‚Teilhabe‘ (Land 2011; Becker et al. 2012) die Rede, welche eng mit der Frage nach Akzeptanz verknüpft wird.

In der Praxis kann die Art und Weise der Einbindung stark variieren und sollte abhängig vom Konfliktpotenzial und den mit dem Projekt verbundenen Unsicherheiten (vgl. Abbildung 1) gewählt werden<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Für weitere Aspekte bezüglich der Gestaltung von Partizipationsverfahren beim Ausbau von EE siehe z.B. die Ratgeber der 100 Prozent erneuerbar stiftung (2012) oder des NABU (2008).

**Abbildung 1: Auswahlschema für die Beteiligungsformen**


Quelle: 100 Prozent erneuerbar stiftung 2012

Eine Frage ist, inwiefern eine stärkere Demokratisierung und Partizipation von einer technisch-ökonomischen Dezentralisierung entsprechend der in Kapitel 2 beschriebenen Dimensionen abhängt. Dabei ist zunächst zu fragen, inwiefern partizipative Planungsprozesse oder Entscheidungsfindungen tatsächlich demokratischer sind als beispielsweise solche, die von gewählten Repräsentanten durchgeführt werden. Insbesondere in Governance-Netzwerken (wie sie in der Energiepolitik bspw. als „Plattform zukunftsfähige Energienetze“ oder „Plattform erneuerbare Energien“ anzutreffen sind), in denen neben ExpertInnen und Verbänden auch zivilgesellschaftliche Akteure vertreten sind, kann es zu einer Verschleierung der Verantwortlichkeiten (Klijn und Koppenjan 2012) oder sogar zu einer Auskopplung aus demokratischen Prozessen kommen, was letztlich zu einer Auflösung des Prinzips „eine Person, eine Stimme“ führen kann (Papadopoulos 2010).

Für eine möglichst demokratische Ausgestaltung von Partizipationsmöglichkeiten in der Energiepolitik erscheint insofern der gewählte Prozess (vgl. Abbildung 1 und Dunker und Mono 2013) und die Auswahl der einbezogenen Akteure entscheidender als die räumliche Ebene. Der Koordinierungsaufwand ist für Beteiligungsprozesse, die größere Bevölkerungsteile betreffen, höher einzuschätzen, kann diese Kriterien im Prinzip aber trotzdem erfüllen.

Bezogen auf die Frage nach (De)Zentralität lässt sich somit die These aufstellen, dass sowohl dezentrale als auch zentrale Projekte mit oder ohne Beteiligung geplant und umgesetzt werden können, es im Sinne einer möglichst demokratischen Beteiligung aber insbesondere auf die gewählten Instrumente und einbezogenen Akteure ankommt.

### Verstaatlichung / Rekommunalisierung

Die Debatten rund um Verstaatlichung und Rekommunalisierung im Stromversorgungssystem sind insbesondere auf die Netzinfrastruktur fokussiert. Zwar ist die Diskussion eng an die grundsätzliche Frage nach ‚öffentlicher oder privater‘ Kontrolle angelehnt; da es sich bei Stromnetzen um natürliche Monopole handelt, lautet die Frage aber eher regulierter privatwirtschaftlicher Wettbewerb vs. öffentliches Unternehmen (Höffler 2013).

Es sollte dabei jedoch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen unterschieden werden. Auf Übertragungsebene wurde im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes eine Verstaatlichung der Netze im Rahmen einer ‚Netz AG‘ diskutiert. Dabei standen jedoch technische, organisatorische und regulatorische Fragen sowie die Frage nach Effizienz und Synergien im Vordergrund (vgl. Ruhbaum 2011).

Auf Verteilnetzebene gibt es eine Vielzahl an lokalen und kommunalen Versorgern, die sich in öffentlichem, privatem oder gemischtem Eigentum befinden. Befürworter von dezentralen Ansätzen betonen beispielsweise die Rolle von Unternehmen in kommunaler Hand als Arbeitgeber und Investor, als mögliche Entlastung für den kommunalen Haushalt bzw. in der Quersubventionierung von verlustbringenden Geschäftsbereichen. Auch die gesteigerten Möglichkeiten, die lokale bzw. regionale Energiewende voranzubringen wird herausgestellt (Becker et al. 2012; Landsberg 2013). Landsberg stellt dabei auch demokratiethoretische Überlegungen an: „[Die Kommunalwirtschaft] wird kontrolliert durch die Städte und Gemeinden, also letztlich durch die Bürgerinnen und Bürger, die bei den Kommunalwahlen bestimmen können, ob sie mit dem vor Ort Geleisteten zufrieden sind oder einen Wechsel wünschen“ (2013). Demgegenüber äußert sich beispielsweise Höfler eher kritisch und merkt an, dass gerade durch Quersubventionierungen eine mangelnde Transparenz vorherrscht, die auch durch eine demokratische Kontrolle durch gewählte Repräsentanten nicht ausgeglichen werden kann (Höffler 2013).

Den Ruf nach Verstaatlichung der Stromnetze gibt es sowohl für die Übertragungsnetze, die in einem zentralen System eine größere Rolle spielen, als auch für die Verteilnetze, die in einem dezentralen System an Bedeutung gewinnen. Da beides zu einer stärkeren demokratischen Kontrolle beitragen kann, erscheint die technische Struktur – also die Frage, ob das Stromversorgungssystem eher zentral oder dezentral ausgeprägt ist – für eine Bewertung aus demokratiethoretischer Sicht nicht entscheidend. Die explizite Verbindung von demokratiethoretischen Überlegungen mit Verstaatlichungsplänen lässt sich allerdings eher auf kommunaler Ebene finden. Es ist daher zu vermuten, dass die entsprechenden Befürworter implizit davon ausgehen, dass eine dezentrale und somit kommunale Governance demokratischer ist als sie es auf Landes- oder Bundesebene sein könnte.

### **4.3. Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur**

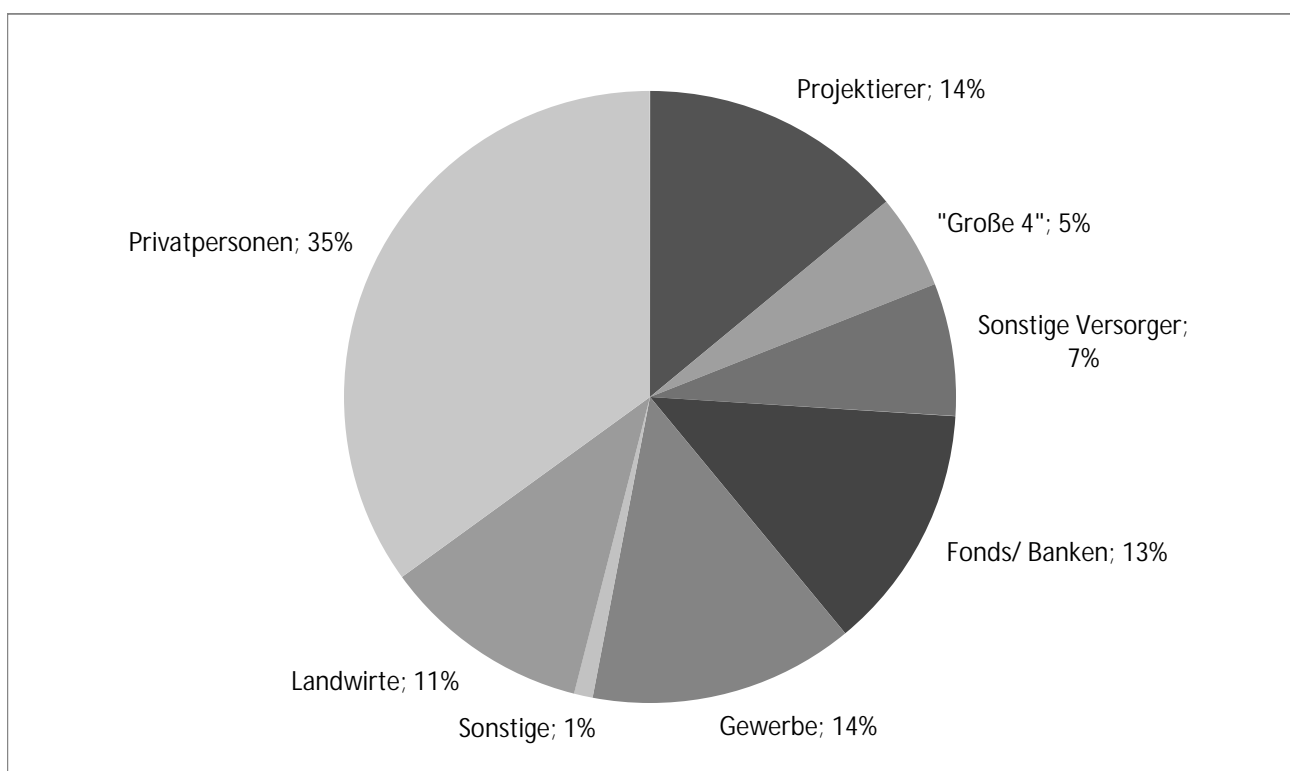
Die Frage der Eigentumsverteilung in der Stromversorgungsinfrastruktur wird oft in Kombination mit Akzeptanzfragen (z.B. Musall und Kuik 2011; Müller-Kraenner und Langsdorf 2012) oder auch unter dem Stichwort der (finanziellen) Partizipation (vgl. 100 Prozent erneuerbar stiftung 2012, Dunker und Mono 2013, Abschnitt 4.2) diskutiert. Für die Analyse der Eigentumsverteilung lassen



sich einige der technologischen Systemebenen aus Kapitel 2 heranziehen, insbesondere in Bezug auf Kraftwerke und zukünftig eventuell auf Flexibilitätsoptionen. Die technische Steuerung des Systems mag zwar teilweise auf Verteilnetzbetreiber übergehen, eine stärkere direkte BürgerInnenbeteiligung ist hier aus technischen Gründen aber eher unwahrscheinlich.

Die Eigentumsverteilung im Stromsystem hat sich unter dem Einfluss der durch die EU eingeleiteten Liberalisierung des Strommarktes sowie durch Fusionen und Übernahmen um die Jahrtausendwende zunächst insbesondere in den Händen der vier großen deutschen Versorger konzentriert (Wollmann et al. 2010). Die Einführung des EEGs eröffnete Möglichkeiten für Akteure, die mit geringerem Kapitalaufwand und geringeren Renditeerwartungen in kleinskalige EE-Anlagen investieren konnten. Die vier großen sowie weitere bereits vorher existierende Versorger hatten einen kombinierten Anteil von 12 Prozent der Ende 2012 in Deutschland installierten 72,9 GW an EE-Leistung. Federführend sind insbesondere Privatpersonen mit 35 Prozent und kleinere Unternehmer wie Landwirte und Projektierer (vgl. Abbildung 2).

**Abbildung 2: Eigentümerverteilung von 72,9 GW installierter EE-Leistung in Deutschland 2012**



Quelle: Angepasst nach Trend:research 2013)

Diesen Anteil an kleineren Investoren fassen Trend:research und Leuphana Universität (2013) in einer weiteren Veröffentlichung als „Bürgerenergie“ zusammen. Dazu werden verschiedene Abgrenzungskriterien angegeben: die an der Finanzierung beteiligte Akteursgruppe – Privatpersonen sowie landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (keine Großkonzerne) – nutzt Eigenkapital und besitzt umfassende Stimm- und Kontrollrechte; die BürgerInnen halten min-

destens 50 Prozent der Stimmrechte; die investierenden BürgerInnen stammen aus der Region in der die Anlage installiert wurde (Trend:research und Leuphana Universität Lüneburg 2013).

In einer weniger engen Definition von Bürgerenergie werden auch Minderheitsbeteiligung, eine gewisse Aufweichung des Regionalitätsprinzips und kommunale Unternehmen berücksichtigt (ebd.). Zur Bürgerenergie werden auch Genossenschaften gezählt, die von vielen Akteuren als besonders demokratische Organisationsform angesehen werden, da die Einstiegshürden oft vergleichsweise niedrig sind, sich auch Personen an EE-Anlagen beteiligen können, die keine eigenen Land- oder Dachflächen besitzen und die Stimme jedes einzelnen Mitglieds gleichberechtigt ist, unabhängig von der Höhe der Einlage (Becker et al. 2012; Kunze und Becker 2014; Trend:research und Leuphana Universität Lüneburg 2013).

Neben der Investition in Erzeugungsanlagen sind auch Investitionen von diversen Akteuren in Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder Regelungsgeräte zur Steuerung des Verbrauchs denkbar. Inwieweit dieses Feld zukünftig von den Versorgern, IT-Firmen im Zuge von Smart Homes oder BürgerInnen bestimmt sein wird, lässt sich noch nicht abschätzen. Auch die Eigentumsstrukturen der Stromnetze könnten sich zukünftig verändern (vgl. auch Abschnitt 4.2). Neben kommunalen Unternehmen ist auch hier eine stärkere Bürgerbeteiligung möglich wie das Beispiel Elektrizitätswerke Schönau zeigt, wo die Verteilnetzübernahme durch eine Bürgergenossenschaft erfolgte.

Diesen Ansätzen ist gemein, dass sie einer größeren Bevölkerungsgruppe eine finanzielle Teilhabe an Teilen des Stromversorgungssystems ermöglichen. Eine umfassende Beteiligung möglichst aller Bevölkerungsschichten ist dadurch allerdings nicht automatisch gegeben, da auch die relativ niedrigen Einstiegshürden, wie sie bei Genossenschaften oft zu finden sind, für bestimmte Bevölkerungsteile immer noch zu hoch liegen.

Es lässt sich festhalten, dass sich seit der Einführung des ersten Einspeisegesetzes die Anzahl an (Mit-)Eigentümern mit direkten Einflussmöglichkeiten auf das Stromversorgungssystem insbesondere im erneuerbaren Kraftwerkspark vergrößert hat. Dies ist bedingt durch die im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken geringeren absoluten Investitionskosten der dezentralen Erzeugungsanlagen und die durch das EEG vorgesehenen geringeren Renditen. Trotzdem scheint die höhere Eigentumsverteilung keine automatische Folge eines dezentralen Systems, da im Prinzip auch in zentralen Strukturen die Anzahl der Eigentümer erhöht werden könnte. Möglich wäre dies beispielsweise mit vergleichsweise geringeren Einflussmöglichkeiten bzw. Entscheidungsrechten über Anleihen, wie sie mit regionalem Bezug für den Stromnetzausbau angedacht wurden (BMU et al. 2013; Beckers et al. 2014) oder klassisch über eine direkte Beteiligung an Unternehmen in der Energiebranche in Form von Anleihen oder Aktien. Somit ist eine stärkere Eigentumsverteilung zwar nicht an eine dezentrale Systemsteuerung geknüpft, jedoch kann in der Praxis eine breitere Eigentumsverteilung durch eine Dezentralisierung der technischen Infrastruktur gestützt werden.

## Literaturverzeichnis

100 Prozent erneuerbar stiftung (2012): Akzeptanz für Erneuerbare Energien. Akzeptanz planen, Beteiligung gestalten, Legitimität gewinnen - Kurzfassung. Berlin. Online verfügbar unter [http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Akzeptanzleitfaden\\_Kurzfassung.pdf](http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Akzeptanzleitfaden_Kurzfassung.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.

Ackermann, Thomas; Untsch, Sanem; Koch, Matthias; Rothfuchs, Hermann (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL). energynautics GmbH; Öko-Institut e.V.; Bird & Bird LLP.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2013): Bundesländer mit neuer Energie. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013. Zahlen, Daten, Fakten. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.foederal-erneuerbar.de/tl\\_files/aee/Jahresreport%202013/AEE\\_Jahresreport\\_F-E\\_2013\\_Einleitungskapitel.pdf](http://www.foederal-erneuerbar.de/tl_files/aee/Jahresreport%202013/AEE_Jahresreport_F-E_2013_Einleitungskapitel.pdf), zuletzt geprüft am 04.01.2014.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (2014): Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news\\_import/AEE\\_Metaanalyse\\_EEG\\_Reform\\_mai14.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news_import/AEE_Metaanalyse_EEG_Reform_mai14.pdf), zuletzt geprüft am 05.12.2014.

Agora Energiewende (2013): Stromverteilnetze für die Energiewende. Agora Energiewende. Berlin, zuletzt geprüft am 26.11.2014.

B.A.U.M. Consult GmbH (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Entwurf vom 20.12.2013. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). München / Berlin. Online verfügbar unter [http://e-energy.de/documents/E-Energy\\_Ergebnisbericht\\_Handlungsempfehlungen\\_BAUM\\_140212.pdf](http://e-energy.de/documents/E-Energy_Ergebnisbericht_Handlungsempfehlungen_BAUM_140212.pdf), zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Bauknecht, Dierk; Funcke, Simon (2013): Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung- Was ist darunter zu verstehen? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (8), S. 14–17.

Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Langanke, Stefan; Tröster, Eckehard (2015): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen zur Integration von erneuerbarene Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut e.V. Freiburg (Bericht derzeit in Bearbeitung).

Becker, Sören; Gailing, Ludger; Naumann, Matthias (2012): Neue Energielandschaften - neue Akteurslandschaften. Eine Bestandsaufnahme im Land Brandenburg. Hg. v. Rosa Luxemburg Stiftung. Berlin (STUDIEN). Online verfügbar unter [http://www.rosalux.de/fileadmin/rls\\_uploads/pdfs/Studien/Studien\\_Energielandschaften\\_150dpi.pdf](http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Studien/Studien_Energielandschaften_150dpi.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.

Beckers, Thorsten; Bieschke, Nils; Lenz, Ann-Katrin; Heurich, Johannes; Kühling, Jürgen; Hertel, Wolfram et al. (2014): Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland. Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise. Berlin, Regensburg. Online verfügbar unter [http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip\\_et\\_al\\_2014-afuen\\_gutachten-v50.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.

Bliem, Markus; Friedl, Beate; Aigner, Maria; Schmutzner, Ernst; Haber, Alfons; Bitzan, Gernot (2014): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen (ECONGRID). Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Hg. v. Bundes-

ministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien (bmvit). Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien. Wien (Berichte aus Energie und Umweltforschung, 12/2014).

Bliem, Markus G.; Haber, Alfons; Friedl, Beate (Hg.) (2011): Gesamtwirtschaftliche Nutzeneffekte von Smart Grids. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien. TU Wien. Wien. Online verfügbar unter [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper\\_iewt2011/P\\_252\\_Bliem\\_Markus\\_31-Jan-2011,\\_11:30.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_252_Bliem_Markus_31-Jan-2011,_11:30.pdf), zuletzt geprüft am 09.06.2015.

BMU; BMWI; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Gemeinsames Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums, des Bundesumweltministeriums und der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW zur finanziellen Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/eckpunktepapier\\_buergerdividende\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/eckpunktepapier_buergerdividende_bf.pdf), zuletzt geprüft am 02.04.2014.

Bode, Sven; Groscurth, Helmuth (2011): Elemente für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign. In: Dietmar Schuetz und Björn Klusmann (Hg.): Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 Prozent erneuerbare Energien. Bochum: Ponte Press, S. 59–83.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2012): Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO). Consentec GmbH, RWTH Aachen (IAEW). Bonn.

CDU; CSU; SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2014.

Christensen, Laurits; Greene, William (1976): Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation. In: *The Journal of Political Economy* 84 (4), S. 655–676.

Committee on Increasing National Resilience to Hazards and Disasters; Committee on Science, Engineering, and Public Policy (2012): Disaster Resilience: A National Imperative. National Academy of Sciences. Washington DC.

Consentec (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Agora Energiewende. Berlin.

Deutsche Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts vom 28.09.2010. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5), zuletzt geprüft am 15.11.2012.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena); Technische Universität Dortmund/ ef. Ruhr GmbH; Brunekreeft, Gert (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Hg. v. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena). Berlin.

DIW Berlin; ZSW; AEE (2014): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014. Indikatoren und Ranking. Berlin, Stuttgart. Online verfügbar unter [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/362.AEE\\_DIW\\_ZSW\\_Bundeslaendervergleich\\_Online.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/362.AEE_DIW_ZSW_Bundeslaendervergleich_Online.pdf), zuletzt geprüft am 03.12.2014.

- Dunker, Ralf; Mono, René (2013): Bürgerbeteiligung und erneuerbare Energien. Kurz-Studie von Beteiligungsprojekten in Deutschland durch die 100 Prozent erneuerbar stiftung. Berlin. Online verfügbar unter [http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Buergerbeteiligung-und-Erneuerbare-Energien\\_100pes.pdf](http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Buergerbeteiligung-und-Erneuerbare-Energien_100pes.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Ela, Erik; Kirby, Brendan; Botterud, Audun; Milostan, Catharina; Krad, I.; Koritarov, V. (2013): The Role of Pumped Storage Hydro Resources in Electricity Markets and System Operation. Conference Paper. Preprint. Hg. v. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC. National Renewable Energy Laboratory. Oak Ridge.
- Funcke, Simon; Bauknecht, Dierk (forthcoming 2015): Systematisation of centralised and decentralised approaches for the electricity system (befindet sich im Prozess der Veröffentlichung). In: *Utilities policy*.
- Fürsch, Michaela; Lindenberger, Dietmar (2013): Promotion of Electricity from Renewable Energy in Europe post 2020 - the Economic Benefits of Cooperation. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Köln (EWI Working Paper, 13/16).
- Geels, Frank W. (2002): Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. In: *Research Policy* 31, S. 1257–1274.
- Hirschl, Bernd; Aretz, Astrid; Prahl, Andreas; Böther, Timo; Heinbach, Katharina; Pick, Daniel; Funcke, Simon (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 196/10).
- Hobbie, Hannes; Möst, Dominik (2014): Where to Install Wind Capacities? Optimal Deployment from an Energy System Perspective. Hg. v. TU Dresden. Dresden.
- Höffler, Felix (2013): Rekommunalisierung - Eine Variation über das Thema "Staat oder Privat?". In: *Wirtschaftsdienst* 93 (2), S. 71–86. DOI: 10.1007/s10273-013-1489-1.
- IdE (2014): 100% Erneuerbare-Energie-Regionen. Institut dezentrale Energietechnologien. Kassel. Online verfügbar unter [http://www.100-ee.de/fileadmin/redaktion/100ee/Downloads/broschuere/100ee-Karte\\_Liste\\_Oktober\\_2014.pdf](http://www.100-ee.de/fileadmin/redaktion/100ee/Downloads/broschuere/100ee-Karte_Liste_Oktober_2014.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Klijn, Erik-Hans; Koppenjan, Joop (2012): Governance network theory: past, present and future. In: *Policy & Politics* 40 (4), S. 587–606. DOI: 10.1332/030557312X655431.
- Klöden, Wolfgang (2013): Arbeitsblätter zum Fach Sicherheitstechnik. Abschnitt: Zuverlässigkeit technischer Systeme. Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik & Umwelttechnik. Dresden.
- Kloepfer, Ralpf (2014): Dezentrale Energiesysteme verfügen über Millionen Flexibilitäten. Energy Talks Ossiach. Ossiach, 06.06.2014.
- Kunze, Conrad; Becker, Sören (2014): Energiedemokratie in Europa. Bestandsaufnahme und Ausblick. Heinrich Boell Foundation. Brüssel. Online verfügbar unter [http://www.rosalux.de/fileadmin/rls\\_uploads/pdfs/sonst\\_publicationen/Energiedemokratie-in-Europa.pdf](http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/sonst_publicationen/Energiedemokratie-in-Europa.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Land, Rainer (2011): (Bio)EnergieDörfer - ein wichtiger Beitrag zu einer dezentralen Energieversorgung: Ökologisch, wirtschaftlich, partizipativ. China Biofuel Development Workshop. Peking, 24.11.2011. Online verfügbar unter <http://www.rla-texte.de/texte/15%20Votr%C3%A4ge/China%202011%20Vortrag.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2014.

- Landsberg, Gerd (2013): Wirtschaftliche Betätigung von Kommunen - Chancen und Risiken. In: *Wirtschaftsdienst* 93 (2), S. 83–86. DOI: 10.1007/s10273-013-1489-1.
- Loorbach, Derk; Frantzeskaki, Niki; Thissen, Wil (2010): Introduction to the special section: Infrastructures and transitions. In: *Technological Forecasting and Social Change* 77 (8), S. 1195–1202. DOI: 10.1016/j.techfore.2010.06.001.
- Lovins, Amory B.; Data, E. Kyle; Feiler, Thomas; Rábago, Karl R.; Swisher, Joel N.; Lehmann, André; Wicker, Ken (2002): *Small Is Profitable. The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size.* First Edition. Rocky Mountain Institute. Snow Mass.
- Mono, René; Glasstetter, Peter; Horn, Friedrich (2014): Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind und Solarenergie in Deutschland. Hg. v. 100 Prozent erneuerbar stiftung. Berlin. Online verfügbar unter <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/04/Ungleichzeitigkeit-und-Effekte-r%C3%A4umlicher-Verteilung-von-Wind-und-Solarenergie-in-Deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 09.06.2015.
- Müller-Kraenner, Sascha; Langsdorf, Susanne (2012): Eine Europäische Union für Erneuerbare Energien. Politische Weichenstellungen für bessere Stromnetze und Fördersysteme. Hg. v. Heinrich Böll Stiftung. Brüssel. Online verfügbar unter [http://www.boell.de/sites/default/files/201210\\_Eine\\_Europaeische\\_Union.pdf](http://www.boell.de/sites/default/files/201210_Eine_Europaeische_Union.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Musall, Fabian David; Kuik, Onno (2011): Local acceptance of renewable energy—A case study from southeast Germany. In: *Energy Policy* 39 (6), S. 3252–3260. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.03.017.
- NABU (2008): Kommunikationsratgeber zum Ausbau Erneuerbarer Energien. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/20.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Ohlhorst, Dörte; Tews, Kerstin; Schreurs, Miranda (2013): Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem. In: *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis* 22 (2), S. 48–55. Online verfügbar unter [http://www.tatup-journal.de/tatup132\\_ohua13a.php](http://www.tatup-journal.de/tatup132_ohua13a.php).
- Papadopoulos, Yannis (2010): Accountability and Multi-level Governance: More Accountability, Less Democracy? In: *West European Politics* 33 (5), S. 1030–1049. DOI: 10.1080/01402382.2010.486126.
- Peter, Stefan (2013): Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.
- Reck, Hans-Joachim (2012): Dezentralität als Chance. 19. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2012. Berlin, 18.01.2012.
- Reiner Lemoine Institut gGmbH (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung und BVMW Bundesverband mittelständische Wirtschaft. Berlin.
- Roege, Paul E.; Collier, Zachary A.; Mancillas, James; McDonagh, John A.; Linkov, Igor (2014): Metrics for energy resilience. In: *Energy Policy* 72, S. 249–256. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.04.012.
- Ruhbaum, Charlotte (2011): Eine Netz AG für Deutschland? Die Debatte um die Neuordnung der Stromübertragungsnetze. Berlin (FFU-Report, 03-2011). Online verfügbar unter <http://edocs.fu-ber->

lin.de/docs/servlets/MCRFileNodeServlet/FUDOCs\_derivate\_00000001633/Ruhbaum\_FFU\_Report\_03\_2011.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2014.

Schaber, Katrin; Steinke, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany. International Energy Workshop. Paris, 2013.

Schmidt, Johannes; Schönhart, Martin; Biberacher, Markus; Guggenberger, Thomas; Hausl, Stephan; Kalt, Gerald et al. (2012): Regional energy autarky: Potentials, costs and consequences for an Austrian region. In: *Energy Policy* 47, S. 211–221. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.059.

Schmitt, Frieder (2013): E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim. Nachhaltigkeit und Partizipation mit regionalen Energiekonzepten. E-Energy Abschlusskongress, Themenblock 2: Dezentrale Systeme für sichere Versorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin, 17.01.2013.

Sohre, Annika (2014): Strategien in der Energie- und Klimapolitik. Bedingungen strategischer Steuerung der Energiewende in Deutschland und Großbritannien. Wiesbaden: Springer VS (Energiepolitik und Klimaschutz).

Sommer, Heini; Osterwald, Stephan; Rigassi, Reto (2003): Dezentrale Stromversorgung. Optimierungschancen. Hg. v. Bundesamt für Energie (BFE). Ittigen.

Steinbach, Armin (2013): Barriers and solutions for expansion of electricity grids—the German experience. In: *Energy Policy*. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.073.

Trend:research (2013): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland. Trend:research. Bremen. Online verfügbar unter <http://www.trendresearch.de/studien/16-0188-2.pdf?d9a91646ea0326dd25204e1e4367e61f>, zuletzt geprüft am 04.01.2013.

Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Hg. v. Initiative "Die Wende - Energie in Bürgerhand" und Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg. Bremen, Lüneburg. Online verfügbar unter [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch\\_Definition\\_und\\_Marktanalyse\\_von\\_Buergerenergie\\_in\\_Deutschland\\_okt13.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch_Definition_und_Marktanalyse_von_Buergerenergie_in_Deutschland_okt13.pdf), zuletzt geprüft am 31.10.2014.

UCTE (2006): Final Report: System Disturbance on 4 November 2006. Hg. v. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). Brussels.

VDE (2007): VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020. Hg. v. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main.

Wachsmuth, Jakob (2014): Vulnerabilität und Resilienz als Konzepte zum Umgang mit irreduziblen Unsicherheiten bei der Energiewende. artec - Forschungszentrum Nachhaltigkeit. Bremen.

Wimmer, Damian Oliver; Heinemann, Christoph; Bauknecht, Dierk (2014): Die Auswirkung räumlich verteilter Windstromproduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (12), S. 32–35. Online verfügbar unter [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen\\_2014\\_12\\_wimmer.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2014_12_wimmer.pdf), zuletzt geprüft am 09.06.2015.

Wollmann, Hellmut; Baldersheim, Harald; Citroni, Guilio; Marcou, Gérard; McEldowney, John (2010): From public service to commodity: the demunicipalization (or remunicipalization?) of energy provision in Germany, Italy, France, the UK and Norway. In: Hellmut Wollmann und Gérard

Marcou (Hg.): The provision of public services in Europe. Between state, local government and market. Cheltenham: Edward Elgar, S. 168–190.