

Erneuerbare Energien

Campos Silva, Pedro; Klagge, Britta

Veröffentlichungsversion / Published Version

Sammelwerksbeitrag / collection article

Zur Verfügung gestellt in Kooperation mit / provided in cooperation with:

Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL)

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:

Campos Silva, P., & Klagge, B. (2018). Erneuerbare Energien. In *Handwörterbuch der Stadt- und Raumentwicklung* (S. 541-564). Hannover: Verlag der ARL. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0156-5599481>

Nutzungsbedingungen:

Dieser Text wird unter einer CC BY-ND Lizenz (Namensnennung-Keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Nähere Auskünfte zu den CC-Lizenzen finden Sie hier: <https://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/deed.de>

Terms of use:

This document is made available under a CC BY-ND Licence (Attribution-NoDerivatives). For more Information see: <https://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0>

Pedro Campos Silva, Britta Klagge

Erneuerbare Energien

S. 541 bis 564

URN: urn:nbn:de:0156-5599481



CC-Lizenz: BY-ND 3.0 Deutschland

In:

ARL – Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.):
Handwörterbuch der Stadt- und Raumentwicklung

Hannover 2018

ISBN 978-3-88838-559-9 (PDF-Version)

Erneuerbare Energien

Gliederung

- 1 Dynamische Entwicklung und komplexe Governancestrukturen
- 2 Unterschiedliche EE-Technologien und Herausforderungen der Netzentwicklung
- 3 Räumliches Muster der Anlagenverteilung sowie der wirtschaftlichen Vorteile
- 4 Finanzierung, Investorengruppen und die große Rolle der Bürgerenergie
- 5 Konventionelle Energieversorgungsunternehmen und ihre EE-Strategien im Wandel
- 6 Herausforderungen im Spannungsfeld von Raumentwicklung, Akteurskonstellationen und Planung

Literatur

Der Erfolg der erneuerbaren Energien und deren Ausbau in Deutschland stellt Politik und Gesellschaft vor große Herausforderungen im Hinblick auf Technologien, Finanzierung und Akzeptanz, bietet aber gleichzeitig auch viele Chancen. Die sich auf verschiedenen Maßstabsebenen überlagernden Interessenlagen und Akteurskonstellationen im Bereich der erneuerbaren Energien sind vielfältig. Sie gehen mit einer veränderten Raumstruktur der Energieversorgung einher und führen zu neuen Governancestrukturen.

1 Dynamische Entwicklung und komplexe Governancestrukturen

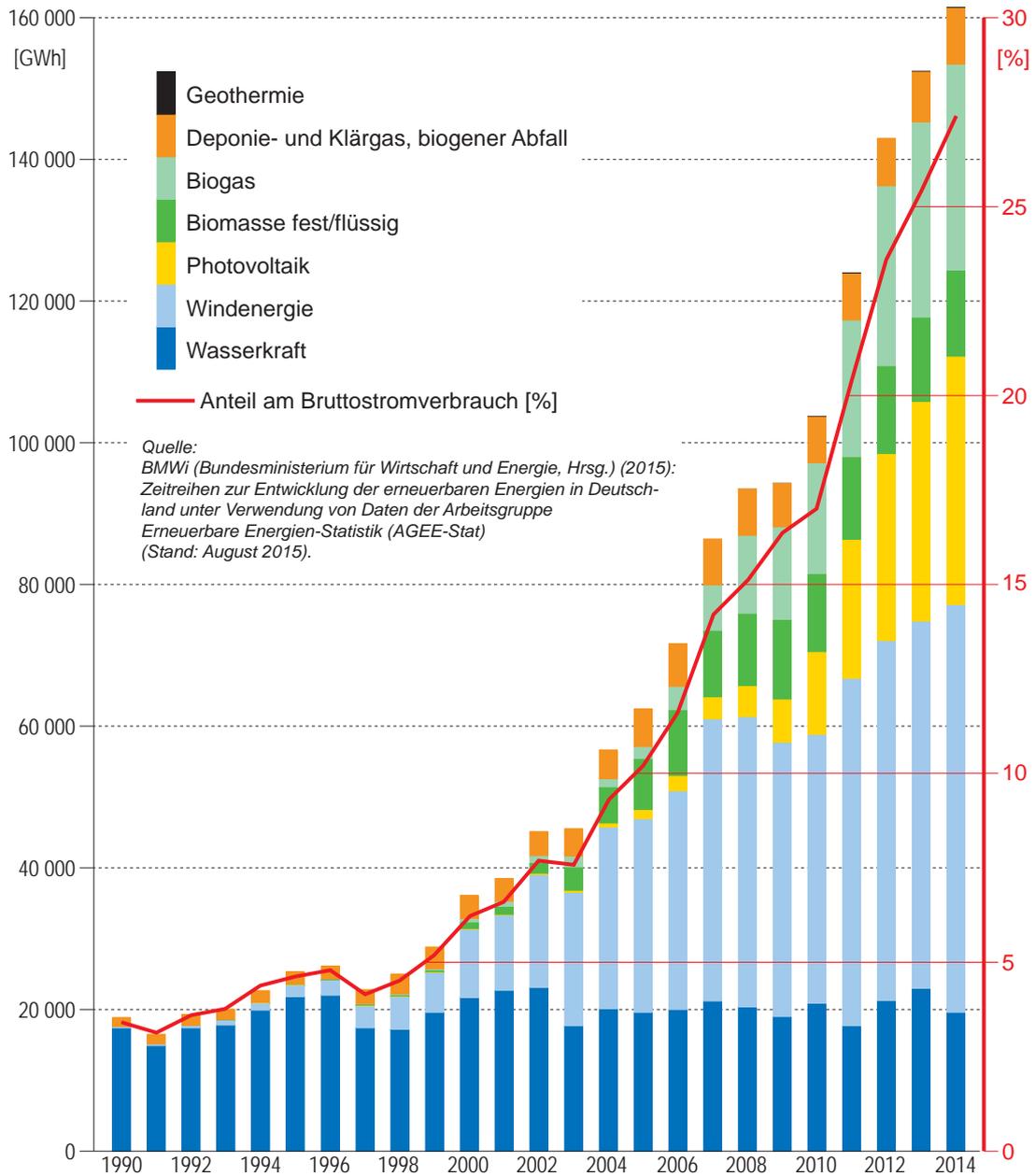
Die Energiewende – und damit der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) – ist in Deutschland weit vorangeschritten. Mehr als ein Viertel der jährlichen Stromproduktion in Deutschland entstammt heute Anlagen, die aus erneuerbaren Energiequellen gespeist werden (s. Abb. 1). Dies sind Anlagen, die das natürliche Energieangebot durch die direkte (z. B. Photovoltaik – PV, Solarthermie) oder indirekte (z. B. Wind, Biomasse) Sonneneinstrahlung nutzen und in Strom und/oder Wärme umwandeln. Der Ausbau von EE-Anlagen hat im Jahr 2013 einen erneuten Höhepunkt erreicht, den viele Kritiker – vor allem in der *► Energiewirtschaft* selbst – noch in den 1990er Jahren für unerreichbar hielten. Damit hat Deutschland international und innerhalb der EU (*► Europäische Union*) eine Vorreiterrolle inne, insbesondere im Vergleich mit anderen großen Industrienationen wie Japan oder den USA (s. Abb. 2).

Ausgangspunkt der politisch motivierten Energiewende bildete das 1990 im Bundestag verabschiedete Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG: Gesetz über die Einspeisung vom Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7. Dezember 1990, BGBl. 1990 I, 2633; wesentliche Novellierung am 28.04.1998, BGBl. 1998 I, 730-736). Es trat am 1. Januar 1991 in Kraft und hatte das Ziel, die Energieversorgungsunternehmen (EVU) zur Abnahme und Vergütung von aus regenerativen Primärenergiequellen (Wasser, Wind, Sonne, Deponie- und Klärgas sowie Biomasse) produziertem Strom zu verpflichten. Der Regenerativstrom wurde dem Gesetz entsprechend u. a. mit mindestens 75 % (Solar- und Windenergie sogar mit 90 %) der Durchschnittserlöse je Kilowattstunde (kWh) eines EVUs vergütet. Neben der Preisregulierung war die Abnahmepflicht eine wesentliche politische Innovation, weil sie das bis dato gültige Gebietsmonopol der EVU erstmals infrage stellte. Mit der Strommarktliberalisierung in der EU (u. a. Richtlinie 1996/92/EG) bzw. auf nationaler Ebene (Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von 1998; BGBl. 1998 I, 730-736) wurden diese Gebietsmonopole u. a. durch das sogenannte unbundling (Entflechtung) weiter aufgebrochen.

Das StromEinspG gilt als erfolgreich, vor allem gemessen am Ausbau der Windenergie, und ging, nachdem es auch 1996 vor dem Bundesgerichtshof (BGH Urteil vom 22.10.1996, Az. KZR 19/95, BGHZ 134, 1) Bestand hatte, schließlich in das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), von 2000 ein (BGBl. 2000 I, 305-309). Grundlage der gesetzlichen Neuausrichtung waren zum einen das wachsende Umweltbewusstsein und Diskussionen um Treibhausgasreduzierungen (u. a. Kyoto-Protokoll 1997). Zum anderen musste der Gesetzgeber auch dem steigenden Ausbauniveau der EE, insbesondere Wind, Rechnung tragen, zumal die Koppelung der Vergütungssätze an den Strompreis den wirtschaftlichen Betrieb einiger EE-Anlagen mittlerweile nicht mehr gewährleistete. So war eine, wenn nicht gar die wichtigste Neuerung die Festlegung von verbindlichen Mindestvergütungssätzen je produzierter Kilowattstunde in Abhängigkeit von den Energieträgern bzw. -technologien (Wasser, Wind, Sonne, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie oder Solarenergie) über einen festgelegten Zeitraum von 20 Jahren. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage auf die Stromverbraucher, die die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Strompreis ausgleicht, die sogenannte EEG-Umlage. Hinzu kommt die Regelung zur Anschlusspflicht und Vorrangigkeit des erzeugten Stroms aus EE gegenüber konventionellen Energieträgern, um die diskriminierungsfreie

Einspeisung fluktuierenden Stroms in die Netze sicherzustellen. Mit den Neuerungen sank das Investitionsrisiko, und der Zugang zu Fremdkapital wurde erleichtert, sodass dem EEG ein Investitionsboom mit einer rasant steigenden Zahl neuer EE-Anlagen folgte (s. Abb. 1 und 3).

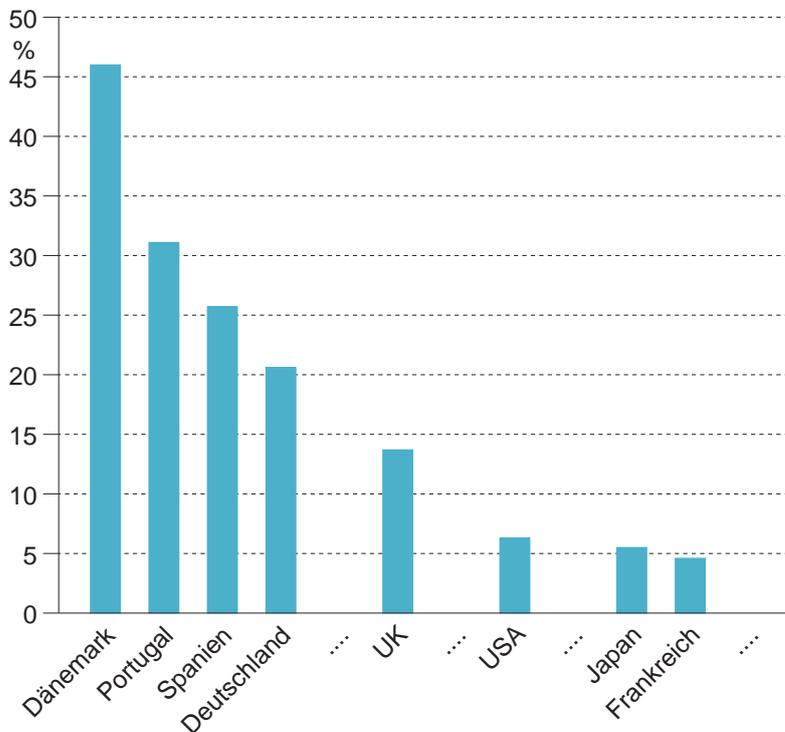
Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen in Deutschland, 1990–2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BMWi 2015a

Erneuerbare Energien

Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) an der Stromproduktion in ausgewählten OECD-Ländern, 2013



Quelle:

IEA (International Energy Agency; ed.) (2015): *Renewables Information 2015*. Paris.

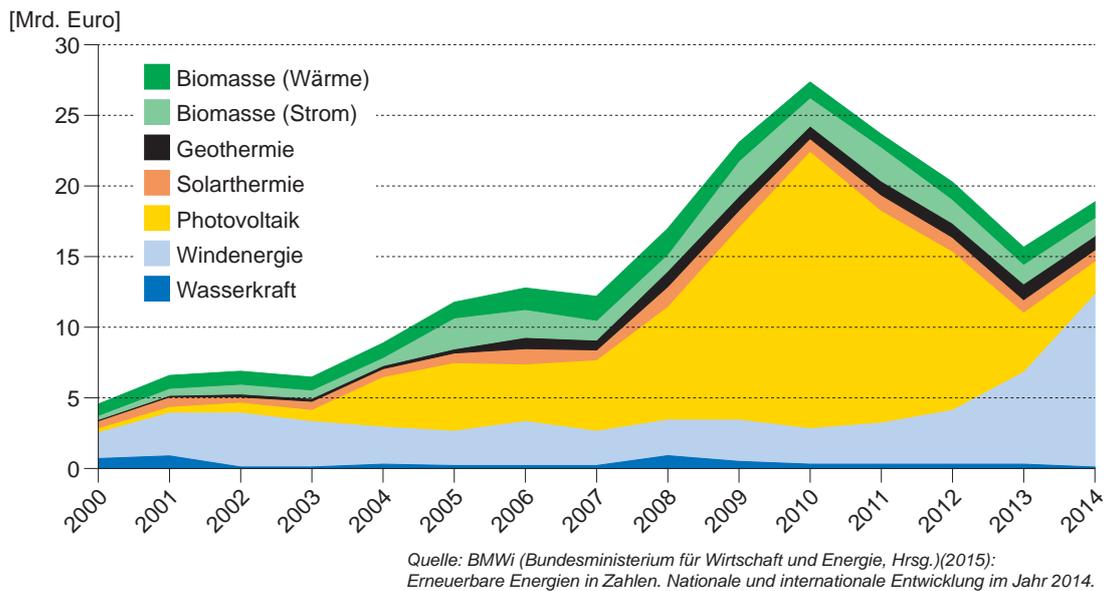
Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von IEA 2015

Gegen den Widerstand der konventionellen Energiewirtschaft wie auch von Industrieverbänden, die die Förderung der EE einschränken wollten, hielt der Bundesgerichtshof in zwei Urteilen von 2003 die Abnahme- und Vergütungspflichten für verfassungskonform (BGH Urteil vom 11.06.2003, Az. VIII ZR 160/02, BGHZ 155, 141; BGH Urteil vom 08.10.2003, Az. VIII ZR 165/01, BGHR 2004, 74). Es folgten Novellierungen des EEG 2004, 2008, 2009 und 2012, die im Wesentlichen Konkretisierungen und Ergänzungen enthielten, beispielsweise aufgrund technischer Entwicklungen (z. B. EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012 (PV-Novelle): Kostensenkung bei PV-Modulen, stärkere Degression (BGBl. 2012 I, 1754)), supranationale Vorgaben (z. B. Richtlinien zum Elektrizitätsbinnenmarkt der EU) oder nicht intendierte Entwicklungen und Überförderung (z. B. NaWaRo-Bonus 2004 und Güllebonus 2008/2009, die 2012 gestrichen wurden). Zudem wurden die Ausbauziele kontinuierlich nach oben angepasst, um mit den tatsächlichen Entwicklungen Schritt zu halten.

Die vorerst letzte Neuausrichtung des EEG erfolgte 2014 unter dem Begriff EEG 2.0 (BGBl. 2014 I, 1066). Mit dem EEG 2.0 will der Gesetzgeber den zunehmend kritischeren Diskussionen um die steigende EEG-Umlage bzw. die Umlagebefreiung für stromintensive Industrien sowie den Sorgen um die Netzstabilität begegnen. Um eine effizientere Steuerung von Ausbau, Kostenentwicklung und Marktmäßigkeit der Förderung für EE zu erreichen, wurde u. a. die Ressortzuständigkeit im

Bundeswirtschaftsministerium zentralisiert. Konkrete Neuerungen sind zum einen „die atmenden Deckel“, d. h. jährliche mengenmäßige Obergrenzen für den Zubau von PV (2,5 GW p. a.), Windenergie onshore (2,5 GW p. a.) und Biomasse (100 MW p. a.) sowie für Wind offshore (6,5 GW bis 2020 bzw. 15 GW bis 2030); darüber hinaus zugebaute EE-Anlagen erhalten geringere Fördersätze.

Abbildung 3: Entwicklung der Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland, 2000–2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BMWi 2015b

Zum anderen ist die Integration der EE in den Strommarkt ein wesentliches Ziel der gesetzlichen Neufassung. Hierfür wurde – zunächst nur für PV-Freiflächenanlagen – das Ausschreibungsmodell bis 2017 eingeführt, bei dem die Förderhöhe für Strom über einen öffentlichen, transparenten Bieterwettbewerb ermittelt wird. Außerdem spielt die bereits praktizierte Direktvermarktung eine größere Rolle, die stufenweise absteigend bis EE-Anlagen mit mindestens 100 kW Leistung verpflichtend eingeführt wird. Dieser Paradigmenwechsel setzt sich mit einer Überarbeitung im EEG 2017 (BGBl. 2016 I, 2258) fort. Das Ausschreibungsmodell wird nunmehr auch auf die Bereiche Windenergie und Solarenergie (jeweils alle Anlagen >750 kW) sowie Biomasse (>150 kW) angewandt. Die eindeutige Ausrichtung auf die Strommarktintegration zeigt, dass der Gesetzgeber zunehmend an größeren, professionalisierten Marktakteuren interessiert ist und die Bürger – bislang eine tragende Säule der Finanzierung des EE-Ausbaus – dahinter zurückfallen könnten.

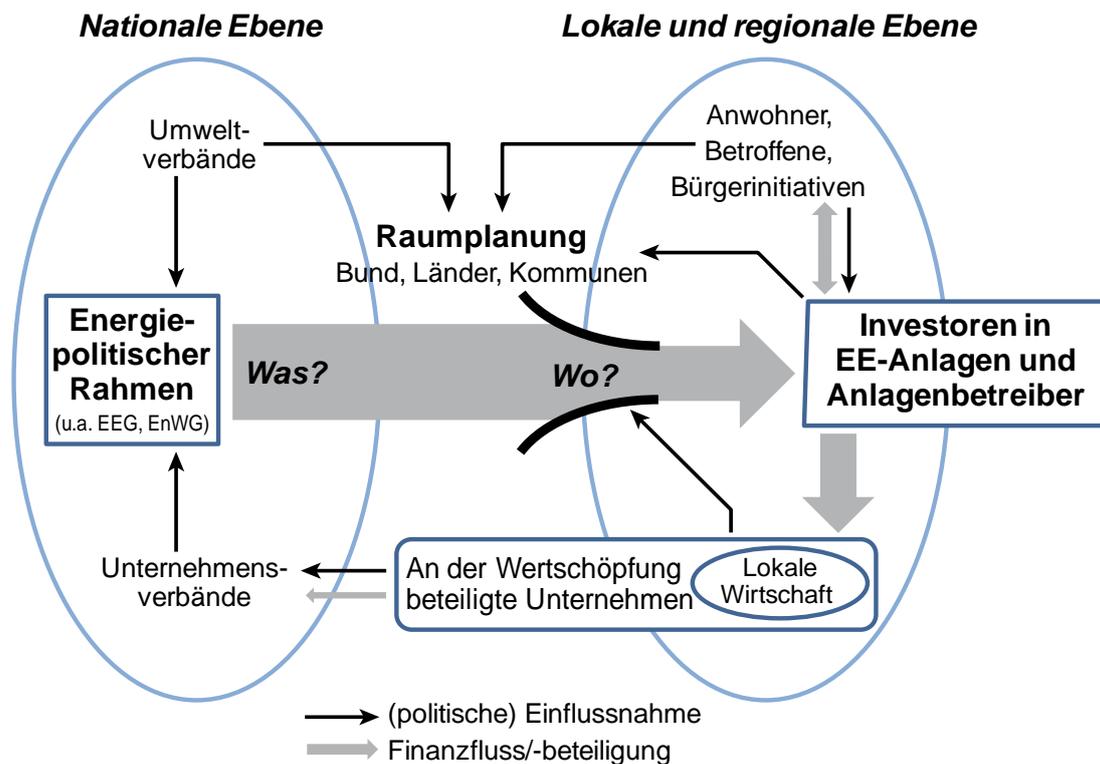
Die nationale *Energiepolitik*, insbesondere die mit dem „Post-Fukushima“-Atomausstieg beschlossene politische Energiewende 2011, hat eine grundlegende Transformation des Energiesystems in Richtung der EE zum Ziel (bis 2050: 80 % der Stromversorgung aus EE; § 1 Abs. 2 EEG). Damit verbunden sind weitreichende Implikationen, die sich vor allem durch die neuen Flächenansprüche der EE und die damit verbundenen Raumnutzungskonflikte und Akzeptanzprobleme auf lokaler Ebene entfalten. Konkurrierende bzw. von Störungen betroffene Nutzungen sind in

Erneuerbare Energien

erster Linie ▷ *Naturschutz*, ▷ *Tourismus*, ▷ *Landwirtschaft* und ▷ *Wohnen*. Damit kommt neben der Energiepolitik auch der ▷ *Raumplanung* eine Schlüsselrolle für den Ausbau und die Förderung der EE zu.

Für Deutschland lässt sich hinsichtlich der Governancestrukturen für EE (▷ *Governance*) also eine Dualität konstatieren: Auf der einen Seite steht die Koordination über den Markt, die von Anreizstrukturen durch national festgelegte Einspeisevergütungen gerahmt wird (s. Abb. 4). Dem steht auf der anderen Seite das Mehrebenensystem der ▷ *Planung* gegenüber, bei dem konkrete Standort- und Trassenentscheidungen überwiegend auf der lokalen und regionalen Ebene getroffen werden. Lediglich die Bedarfsklärung und die Entscheidung über den Ausbau des Höchstspannungsnetzes sind seit 2011 auf der nationalen Ebene angesiedelt. Analytisch lassen sich somit ein finanziell-wirtschaftliches und ein planerisches „Governancefeld“ abgrenzen, die beide für den Ausbau der EE relevant und durch unterschiedliche Governanceformen und -ebenen geprägt sind.

Abbildung 4: Dualität der Governancestrukturen für erneuerbare Energien



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Klagge 2013

In beiden Governancefeldern kommen sowohl wirtschaftliche als auch umwelt- und gesellschaftsbezogene Interessen zur Geltung; allerdings unterscheiden sie sich in ihren räumlichen Bezügen. Auch sind jeweils verschiedene Akteure mit vielfältigen, teilweise sehr unterschiedlichen Interessen und Ressourcen an entsprechenden Aushandlungs- und Entscheidungsprozessen

beteiligt. Hierzu gehören öffentliche Akteure auf allen politisch-administrativen Ebenen (Bund, Land, Region, Kommune sowie außerdem die EU), hauptsächlich aus den Bereichen Energiepolitik und Raumplanung. Daneben versuchen weitere zentrale Akteure, u. a. Unternehmen vor allem der Energiewirtschaft (inkl. Netzbetreiber) und des Agrarsektors (vorwiegend landwirtschaftliche Betriebe) sowie zivilgesellschaftliche Organisationen (Verbände, Bürgerinitiativen etc.), ihren Einfluss auf politische Entscheidungen geltend zu machen. Schließlich spielen die Bürger, sowohl als Planungsbetroffene wie auch als Befürworter oder Gegner und schließlich als (potenzielle) Investoren, bislang eine wichtige Rolle. Dabei treten zwischen den EE-Technologien, u. a. aufgrund spezifischer Raumsprüche und Planungserfordernisse, interessante Unterschiede auf.

2 Unterschiedliche EE-Technologien und Herausforderungen der Netzentwicklung

Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kommen Windenergie-, Biomasse-, Photovoltaik-, Solarthermie-, Deponiegas-, Klärgas- und Grubengas- sowie Wasserkraftanlagen zum Einsatz. Jede dieser Formen der Energieerzeugung beruht auf unterschiedlichen Technologien mit entsprechenden Eigenschaften bzw. mit einem unterschiedlichen Grad des Ausbaus und der Technologiereife (s. Tab. 1).

Im Vergleich gelten unter den EE insbesondere Windenergieanlagen (WEA) als technologisch ausgereift. Die historischen Wurzeln der Energieumwandlung in Strom durch Wind reichen bis in das 19. Jahrhundert zurück, als Windpioniere überwiegend aus der Landwirtschaft bzw. Agrartechnik in engem Austausch mit den Produzenten verschiedene Technologien und Anlagenmodelle entwickelten (vgl. Heymann 1995; Karnøe/Garud 2012; Simmie 2012). Gerade in der Zwischen- und Nachkriegszeit konnten solche in ländlich-peripheren Regionen erprobten, vom öffentlichen Versorgungsnetz losgelöste Nischen- bzw. „Insellösungen“ mit geringer Leistung jedoch die hohe Energienachfrage (Wiederaufbau, deutsches Wirtschaftswunder) nicht mehr bedienen. Die schnelle, großflächige und vor allem wirtschaftliche Stromversorgung wurde vielmehr durch ein auf fossile, später auch nukleare Energieträger ausgerichtetes Energiesystem bei gleichzeitigem Ausbau der Netzinfrastruktur gewährleistet.

Mit den Ölkrisen der 1970er Jahre, dem Tschernobyl-Vorfall 1986 sowie einer wachsenden Umweltbewegung erfuhr die Windenergie – zusammen mit anderen alternativen Energiequellen – erneut öffentliches Interesse (vgl. Heymann 1995; Oelker 2005; Bruns/Köppel/Ohlhorst et al. 2008). Diverse groß angelegte Forschungsprojekte (u. a. GroWiAn) sollten das technologische *leap frogging* auf die MW-Klasse forcieren, scheiterten letztlich aber an der mangelnden Erfahrung der beteiligten Akteure mit der Windtechnologie (vgl. Pulczynski 1991; Oelker 2005). Parallel entwickelten sich aus der Nische die marktreifen Technologien mittels inkrementeller Innovationen (z. B. das *Danish Design*) und setzten sich auch international durch (vgl. Campos Silva/Klagge 2011). Mit der politischen Förderung sowie der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte um die Jahrtausendwende wurde die Windenergie endgültig zu einer Wachstumsbranche in Deutschland und Europa, später auch weltweit. Der globale Kapazitätszubau von knapp 1,5 GW installierter Leistung (1990) auf über 370 GW (2014) (vgl. GWEC 2015) belegt das enorme Wachstum und die damit verbundene Branchendynamik, die die Windenergie zu der am schnellsten wachsenden und technologisch ausgereiftesten erneuerbaren Energie befördert hat.

Erneuerbare Energien

Tabelle 1: Technologiespezifischer Überblick über die verschiedenen Erneuerbare-Energien-Anlagen und ihre installierte Leistung in Deutschland

Technologie		Brutto- strom- erzeugung	in Deutschland installierte Leistung	Investitionen in Errichtung	Strom- gestehungs- kosten ¹ in Deutschland (im dritten Quartal 2013, in €/kWh)
		(2014, in GWh)	(2014, in MW)	(2014, in Mrd. €)	
Wind- energie	Onshore	55.908	38.156	6,9	0,045-0,107
	Offshore	1.449	1.037	5,4	0,119-0,194
Solar- energie	Photo- voltaik	35.115	38.236	2,3	0,078-0,142
	Solar- thermie	---	---	0,8	---
Bioenergie	Bio- masse	12.120	2.332	1,3 (Strom) 1,1 (Wärme)	---
	Biogas	29.140	4.080	---	0,135-0,215
Wasserkraft		19.590	5.614	0,1	---
Geothermie		98	24	1,0	---
Deponie- und Klärgas, biogener Abfall		7.959	2.379	---	---
Gesamt EE		161.379	91.858	18,9	---

¹ Stromgestehungskosten sind eine Hilfsgröße für den Vergleich von Kosten bei fluktuierenden Stromerzeugungstechnologien. Sie stellen gewichtete Durchschnittskosten auf Grundlage von Investition sowie Einnahmen und Ausgaben über die gesamte Laufzeit dar und sind wesentlich von Standortbedingungen (Windhöflichkeit, Exposition etc.) abhängig. Die tatsächliche Wertigkeit des Stroms ist bestimmt durch die tageszeitlichen Schwankungen von Angebot und Nachfrage.

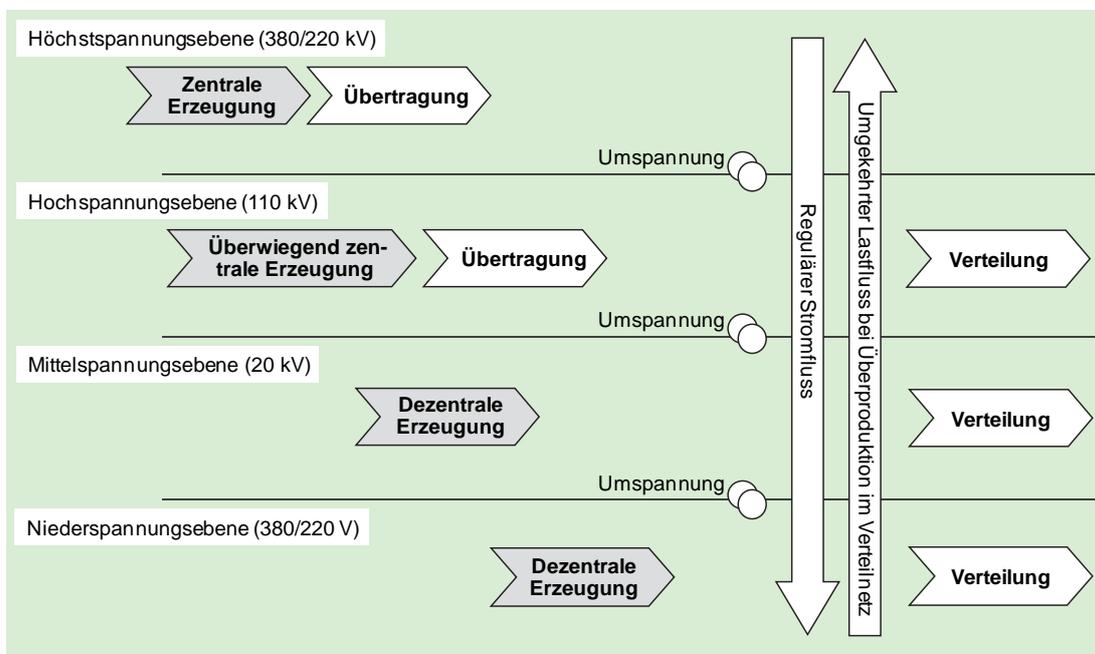
Quellen: Fraunhofer ISE 2013; BMWi 2015a; BMWi 2015b

Durch neue technologische und organisatorische Innovationen sind mittlerweile auch Großprojekte, insbesondere offshore, technisch machbar und aufgrund entsprechender Förderungen wirtschaftlich realisierbar. Nicht zuletzt damit ist die kapitalintensive Windindustrie – allein in Deutschland sind 2014 über 12 Mrd. € in die Errichtung von Windenergieanlagen

investiert worden (s. Tab. 1) – in den letzten Jahren auch für internationale Finanzakteure und institutionelle Investoren attraktiv geworden. Die mit dem Ausbau der Windenergie einhergehende Finanzialisierung, d. h. die wachsende Abhängigkeit bzw. Einflussnahme von Finanzmärkten und den dortigen Entwicklungen, ist bei der Windenergie – gerade im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien – besonders weit fortgeschritten (vgl. Klagge/Anz 2014).

Mit Stromgestehungskosten zwischen 0,045 und 0,107 €/kWh sind die WEA, abhängig von den jeweiligen Standortbedingungen (z. B. Windhöffigkeit, Volllaststunden), bereits im Bereich konventioneller Kraftwerke (0,038 bis 0,098 €/kWh); die Windenergie ist damit auch gegenüber fossilen Energieträgern wettbewerbs- und konkurrenzfähig (vgl. Fraunhofer ISE 2013). So verwundert es nicht, dass die Onshore-Windenergie mit einer Bruttostromerzeugung von 55.908 GWh (bei 38,2 GW installierter Leistung) im Jahr 2014 den Löwenanteil der EE-Stromerzeugung stellte.

Abbildung 5: Beziehungen zwischen den Stromnetzebenen



Quelle: Eigene Darstellung nach Klagge/Brocke 2013: 33

Hinter der Windenergie folgte im Jahr 2014 die Stromerzeugung aus Photovoltaik (35.115 GWh), die sich dank sinkender Anlagenkosten, bedingt durch wachsenden internationalen Wettbewerb von Anlagenproduzenten und spezifische Lernkurven bzw. Produktionsfortschritte, in den vergangenen Jahren ebenfalls in Deutschland etabliert hat. Jedoch ist die Stromernte bei Weitem nicht so groß wie bei der Windenergie, was sich u. a. in einer geringeren Strommenge bei etwa gleicher installierter Leistung widerspiegelt (s. Tab. 1). An dritter Stelle liegt die Biogas-Stromerzeugung (29.140 GWh), die aufgrund spezifischer Diskurse („Vermaisung“, „Tank statt Teller“) und veränderter Förderbedingungen in den letzten Jahren nicht mehr so stark gewachsen ist. Biogas verfügt allerdings über den technologiespezifischen Vorteil der Speicherung bzw. Regelbarkeit,

Erneuerbare Energien

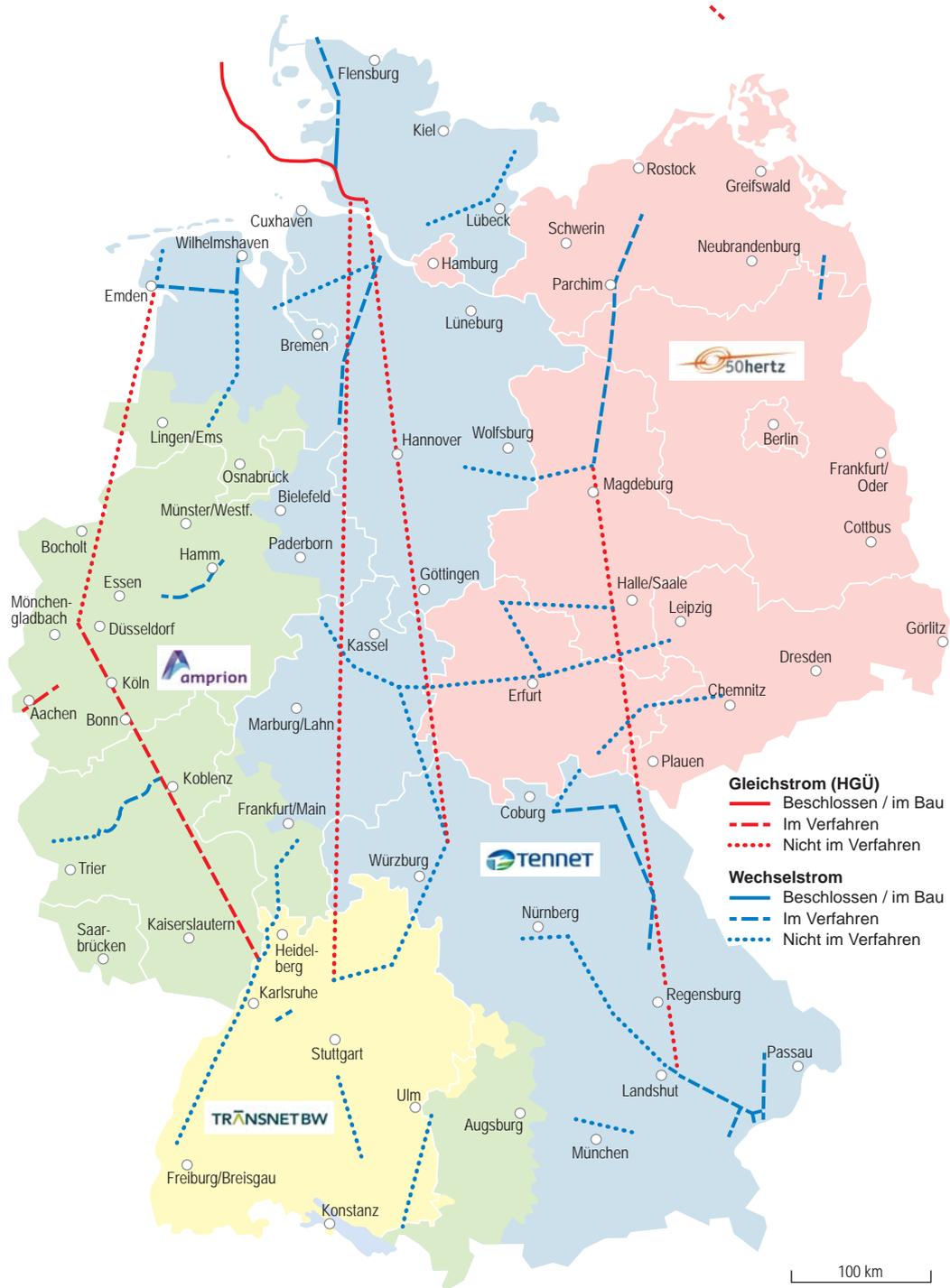
sodass die Stromerzeugung entsprechend den Lastspitzen im Verbrauch angepasst werden kann. Damit spielt sie für die Systemintegration, d. h. die technologische und wettbewerbliche Integration von EE in das bestehende Versorgungssystem, potenziell eine wichtige Rolle.

Mit der wachsenden Stromerzeugung aus EE gehen auch veränderte Anforderungen an die Übertragung und Verteilung des Stroms im Netz einher. Der Ausbau der EE hat unabhängig von Primärenergiequelle und Technologie Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem. Folgen ergeben sich insbesondere aufgrund der Leitungsgebundenheit für die Netzarchitektur und -hierarchie, die aus Übertragungsnetzen und Verteilnetzen besteht (s. Abb. 5). Mit der Liberalisierung des Energiemarktes, die eine Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb (unbundling) beinhaltet, haben neue, unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TransnetBW, Tennet) die Verantwortung für die vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes von den vier großen EVU übernommen. Die Netzbetreiber sind damit auch für die Netzentwicklung bzw. den Netzausbau verantwortlich. Der Ausbau der EE und damit die dezentrale Stromerzeugung in kleinen und mittleren Stromerzeugungsanlagen stellt für sie eine besondere Herausforderung dar, denn Versorgungssicherheit und Netzarchitektur beruhen im Wesentlichen immer noch auf einer zentralen Stromerzeugung in fossil-nuklearen Kraftwerken (vgl. AEE 2010). Mit den neuen, in der Stromproduktion teils (stark) fluktuierenden EE-Anlagen (ausgenommen die großen Offshore-Windparks) sowie den in die lokalen und regionalen Verteilnetze auf niedrigeren Spannungsebenen einspeisenden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) kehren sich die Lastflüsse zeitweise von unten nach oben um.

Damit hat dezentral erzeugter Strom den Vorteil, dass zwischen Einspeise- und Entnahmepunkten in der Regel geringere Netzstrecken liegen und zudem auch weniger Netzebenen zu überwinden sind. Transportbedingte Netz- und Umspannverluste sowie Kosten der Netznutzung werden dadurch verringert. Ebenso werden Netzkapazitäten geschont bzw. eingespart, womit der weitere Bedarf zum Netzausbau, insbesondere der „Stromautobahnen“, unter Umständen gesenkt werden kann (vgl. Brocke 2012). Dennoch stellt die Systemintegration der EE eine zunehmende Herausforderung an Netzbetreiber, Regulierer, Energiewirtschaft und EE-Branche dar (vgl. WBGU 2011; BMWi 2014).

Zur Realisierung des Ziels eines versorgungssicheren Netzbetriebs bei hohen Anteilen von EE stehen zwei grundlegende, kompatible Lösungsoptionen zur Wahl: (1) die effiziente Nutzung der vorhandenen Netzstruktur und Modernisierung zu sogenannten *smart grids*, d. h. intelligent steuerbaren Netzen unter Flexibilisierung von Stromerzeugung und -nachfrage bei gleichzeitigem Ausbau von dezentralen Stromspeichern und (2) die Erweiterung bzw. Ertüchtigung des Übertragungsnetzes durch Neubauprojekte, um den großräumigen Stromaustausch sicherzustellen („Stromautobahnen“; s. Abb. 6). Letzteres wurde in Deutschland mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) 2011 zur bundeshoheitlichen Aufgabe erklärt, wobei zentrale Entscheidungs- und Planungskompetenzen, u. a. für den Offshore-Netzausbau, auf nationaler Ebene gebündelt wurden (§§ 2, 4 NABEG; vgl. Hirschfeld/Heidrich 2013). Dennoch rufen die Netzneubauprojekte auch aufgrund der vielschichtigen Flächennutzungskonflikte weiterhin regionalen und teils überregionalen Widerstand und eine breite Ablehnung hervor (vgl. Stegert/Klagge 2015). Die drohenden Konflikte konnte das Bundeskabinett mit dem Vorrang für Erdkabel im Leitungsbau zunächst befrieden, welcher im „Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ vom 21. Dezember 2015 (BGBl. 2015 I, 2490) bereits angenommen wurde.

Abbildung 6: Geplante Netzneubauprojekte (Korridore) und die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BNetzA 2015

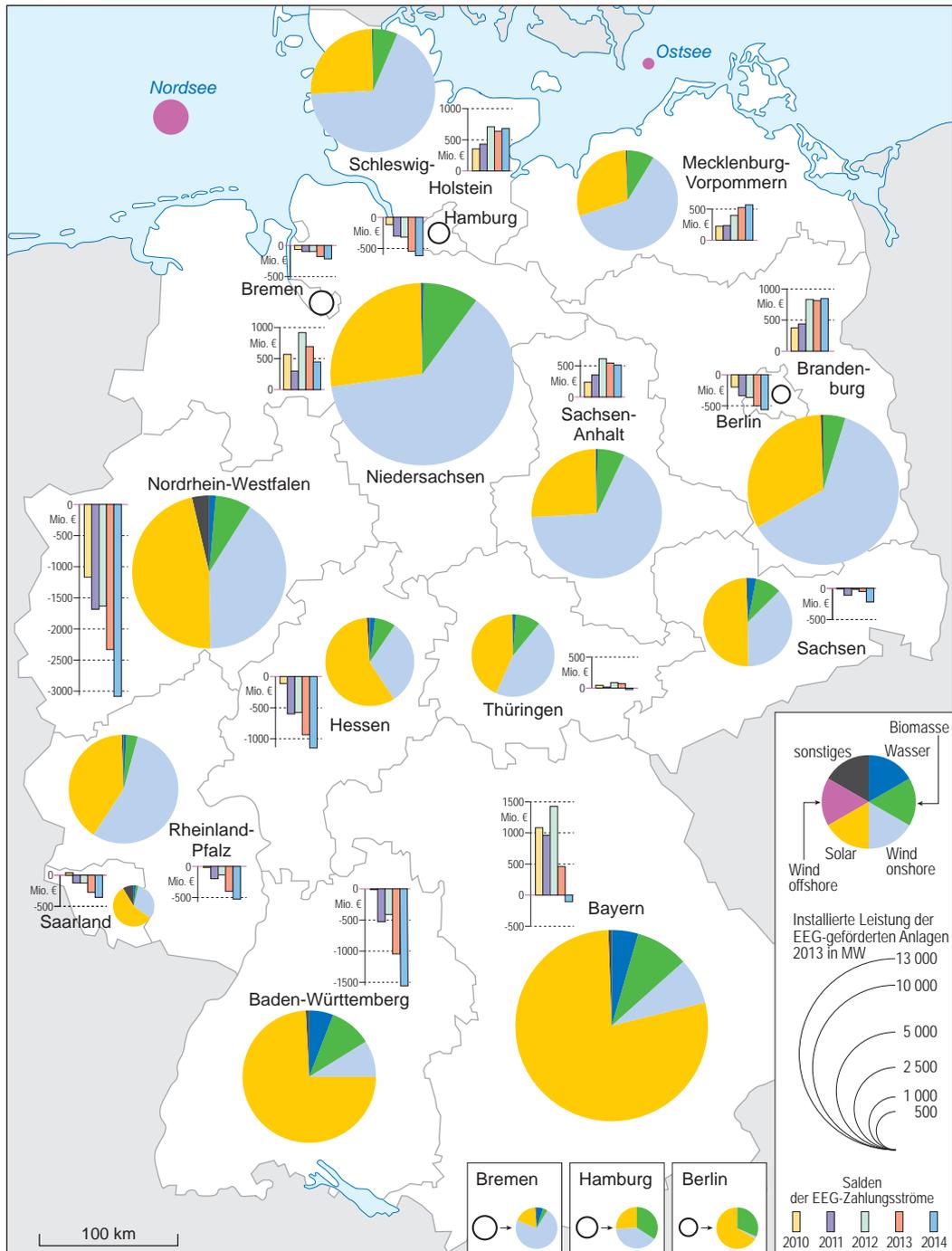
3 Räumliches Muster der Anlagenverteilung sowie der wirtschaftlichen Vorteile

Den Herausforderungen der Netzentwicklung liegt in erster Linie die dezentrale, aber ungleiche räumliche Verteilung der EE-Anlagen zugrunde. Hierfür sind neben Unterschieden in den naturräumlichen Bedingungen, die jeweils spezifische Technologien begünstigen, auch institutionelle Faktoren verantwortlich. Von besonderer Bedeutung für die aktuellen Kontroversen ist darüber hinaus die Raumstruktur der mit der Energiewende einhergehenden wirtschaftlichen Vorteile. So haben die Energiewende und der regional unterschiedliche Ausbaustand der EE in Deutschland nicht nur unterschiedliche Betroffenheiten (z. B. Verspargelung, Vermaisung), sondern im politischen und wirtschaftlichen Wettbewerb der Bundesländer auch regionale Disparitäten (▷ *Disparitäten, räumliche*) sowie wirtschaftliche „Gewinner- und Verliererregionen“ zur Folge.

Beim Blick auf die installierten Leistungen unterschiedlicher EE-Technologien (s. Abb. 7) ist zunächst nicht verwunderlich, dass große Flächenländer wie Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg zu den Spitzenreitern gehören. Interessant sind aber die signifikanten Unterschiede der Verteilung der installierten Leistung im technologischen Vergleich. Dabei spielen naturräumliche Besonderheiten eine wichtige Rolle: für die Windenergie etwa die Windhöffigkeit im Norden (Schleswig-Holstein) sowie für die Biogasverstromung die Bedeutung der Landwirtschaft (Niedersachsen, Bayern). Entsprechend liegt die Entwicklung bei der Windenergienutzung in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg vor allem im Hinblick auf die installierte Leistung pro tausend Einwohner weit hinter den östlichen Bundesländern zurück. Parallel dazu ist der Ausbau der Photovoltaik im Norden deutlich weniger ausgeprägt als im Süden, was nicht allein auf weniger Sonnenstunden zurückzuführen ist, sondern auch mit Eigentumsverhältnissen im Bereich Wohnen (Eigenheim vs. Miete) oder Zugang zu Krediten und anderen Finanzierungsformen erklärt werden kann. Bei der Biogasverstromung ist schließlich auch die Struktur der Landwirtschaft, etwa die Größe der Betriebe oder die Anbauweise, ein bedeutender Einflussfaktor.

Mit EE sind vielfältige wirtschaftliche Vorteile verbunden, sowohl durch den Anlagenbetrieb selbst als auch durch neue Industrien. Durch die direkt mit dem Anlagenbetrieb verbundenen EEG-Auszahlungen flossen 2013 allein nach Bayern rund 4,7 Mrd. €, nach Niedersachsen 3,1 Mrd. €, nach Baden-Württemberg 2,2 Mrd. € und nach Nordrhein-Westfalen 2,0 Mrd. € (s. Tab. 2). Jedoch profitiert nicht jedes Bundesland mit einer großen Anzahl an EE-Anlagen gleichermaßen davon. Den Auszahlungen steht die EEG-Umlage gegenüber, die von den Verbrauchern – mit Ausnahme der abgabenbefreiten stromintensiven Industrien – gezahlt wird (s. Abb. 7). Saldiert können bzw. konnten einige der weniger dicht besiedelten Flächenländer insgesamt einen erheblichen Zufluss an Kapital durch die Zahlungen infolge der EEG-Regelungen verzeichnen. Dagegen weisen insbesondere die Stadtstaaten und die stärker industriell geprägten Flächenländer wie Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Hessen wachsende negative Salden auf.

Abbildung 7: Räumliche Verteilung der installierten Kapazitäten der EEG-geförderten Anlagen in Deutschland 2013 sowie Salden der EEG-Zahlungsströme 2010 bis 2014, jeweils für die Bundesländer



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BDEW 2015

Erneuerbare Energien

Tabelle 2: Wirtschaftliche Kennzahlen der Erneuerbare-Energien-Branche nach Bundesländern

	EEG-Auszahlungen¹ (in Mio. €, 2013)	Brutto- beschäftigung (2013)	Forschungs- ausgaben² (in Mio. €, 2013)
Baden-Württemberg	2.150	40.540	12,90
Bayern	4.733	60.540	20,60
Berlin	32	6.070	0,05
Brandenburg	1.388	17.580	4,40
Bremen	33	5.510	2,80
Hamburg	28	9.010	0,30
Hessen	734	20.160	1,90
Mecklenburg-Vorpommern	817	14.980	1,00
Niedersachsen	3.130	55.200	23,20
Nordrhein-Westfalen	2.005	50.330	9,70
Rheinland-Pfalz	801	12.610	0,20
Saarland	123	2.650	---
Sachsen	680	16.400	3,10
Sachsen-Anhalt	1.023	24.320	2,80
Schleswig-Holstein	1.320	15.740	0,70
Thüringen	519	11.460	1,10
Summe	19.516	363.100	84,75

¹ Durch die Verteilnetzbetreiber gemeldet

² Für EE allgemein, Biomasse, Geothermie, PV und Windenergie

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von PTJ 2013; Lehr/Edler/O'Sullivan et al. 2015; BDEW 2015

Während die räumliche Struktur bei den EEG-Zahlungsströmen heterogen ist, profitieren auf dem Arbeitsmarkt vor allem die alten Bundesländer vom Ausbau der EE (s. Tab. 2). So konzentrieren sich von bundesweit geschätzten 360.000 neuen Arbeitsplätzen in den EE-Branchen (Stand: 2013) mehr als die Hälfte in Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg (vgl. Lehr/Edler/O’Sullivan et al. 2015). Diese Arbeitsplätze befinden sich sowohl in neuen Unternehmen, z. B. bei Anlagenherstellern oder spezialisierten Dienstleistern (u. a. in den Bereichen Projektierung und Logistik), als auch in etablierten Unternehmen, u. a. der \triangleright *Energiewirtschaft*, die mehr und mehr die EE als neues Geschäftsfeld für sich entdecken.

Dem stehen als „Verliererregionen“ die ostdeutschen Bundesländer gegenüber, die zwar einen großen Teil der installierten Anlagen beherbergen, wobei die Gewinne aber größtenteils von Externen abgeschöpft werden (s. Tab. 2). Beispielsweise ergab sich 2013 für die sechs ostdeutschen Bundesländer zusammen im Hinblick auf die EEG-Auszahlungen (4,5 Mrd. €) eine geringere Vergütungssumme als für Bayern, das besonders von der hohen Einspeisevergütung für PV-Anlagen profitiert. Da sich der Stromverbrauch aber auf einem relativ niedrigen Niveau bewegt, verzeichnen die neuen Bundesländer dennoch überwiegend einen Nettozufluss an EEG-Mitteln (s. Abb. 7). Auch die relativ hohe Zahl der Arbeitsplätze (immerhin ca. 90.000, also rund ein Viertel von insgesamt 363.100) ist zu relativieren, da sich in Ostdeutschland zwar Produktionsstätten namhafter EE-Unternehmen z. B. der Windindustrie (Enercon, Nordex, Vestas) befinden, die jedoch überwiegend nur als „verlängerte Werkbänke“ genutzt werden. Headquarter-Funktionen sind hingegen in Westdeutschland gebündelt, z. B. im Fall der Windindustrie in der \triangleright *Metropolregion* Hamburg. Dies kommt auch durch eine höhere Forschungsförderung auf Länderebene zum Ausdruck, die die jeweiligen Bundesländer in die Erforschung diverser EE-Technologien investieren. Vorreiter sind hier die Bundesländer Niedersachsen (23,2 Mio. €), Bayern (20,6 Mio. €), Baden-Württemberg (12,9 Mio. €) und Nordrhein-Westfalen (9,7 Mio. €) (s. Tab. 2). Insgesamt bleiben die ostdeutschen Bundesländer deutlich hinter den westdeutschen zurück; dies gilt auch für den ostdeutschen „Spitzenreiter“ Brandenburg, wo die Förderung (4,4 Mio. €) weit unter jener in den genannten westdeutschen Bundesländern liegt.

4 Finanzierung, Investorengruppen und die große Rolle der Bürgerenergie

Neben der regionalen Perspektive auf Profiteure der Energiewende ist auch der Blick auf die Investoren interessant, denn die Finanzierung der EE erfordert große Kapitalsummen. Allein für Deutschlands Stromsektor haben Kemfert und Schäfer (2012: 4) einen benötigten Kapitalbetrag von mehr als 200 Mrd. € für den Zeitraum 2010 bis 2020 plus mehr als 550 Mrd. € für 2021 bis 2050 kalkuliert (Strom und Wärme). Um diese Summen aufzubringen, sind private Kapitalgeber sowie außerdem geeignete institutionelle Rahmenbedingungen notwendig. Die existierenden Fördermechanismen, allen voran garantierte Einspeisevergütungen, haben in Deutschland zu einer großen Vielfalt von Investoren geführt. Dabei können drei Haupttypen unterschieden werden, die als Eigner von EE-Projekten (Eigen-)Kapital zur Verfügung stellen (vgl. Wüstenhagen/Menichetti 2012). Es handelt sich um (1) Finanzinvestoren (Banken, institutionelle Investoren), (2) nicht finanzielle Unternehmen, hauptsächlich Energieversorgungsunternehmen (EVU) und andere strategische Investoren (die für die Energieerzeugung einen engen Bezug zum Kerngeschäft

Erneuerbare Energien

aufweisen, z. B. Projektentwickler, Anlagenhersteller) und (3) Privatpersonen, also Bürger (einschließlich Landwirten). Namentlich für das Engagement der dritten Gruppe sind fixe Einspeisevergütungen besonders wichtig, die die Investitionsrisiken für private Kapitalgeber kalkulierbar und damit attraktiv(er) machen (vgl. Walker 2008; Nolden 2013).

Während EVU die mit Abstand bedeutendste Investorengruppe in der fossilen und nuklearen Stromerzeugung sind, weisen EE-Anlagen eine grundsätzlich andere Eigentümerstruktur auf. Trend:research und die Leuphana Universität Lüneburg (2013) zeigen, dass in Deutschland im Jahr 2013 rund 46 % der EE-Kapazität in den Händen von Bürgern und Landwirten lag, wohingegen Finanzinvestoren und EVU nur jeweils über etwa 12 % verfügten – und damit sogar weniger als Projektentwickler (14 %). Dabei bündeln kollektive Eigentumsformen (wie Genossenschaften, Vereine, GbR, GmbH & Co KGs) fast die Hälfte des von Privatpersonen zur Verfügung gestellten Eigenkapitals in Deutschland, das wiederum zu einem großen Teil regional investiert wird.

Insbesondere die rasante Entwicklung der überwiegend lokal orientierten Energiegenossenschaften ist in diesem Zusammenhang hervorzuheben. Die große Rolle der sogenannten Bürgerenergie wird als wichtiger Faktor für den Erfolg der Energiewende angesehen, da Akzeptanz und politische Unterstützung für neue EE-Projekte mit der Beteiligung von Bürgern an den Entscheidungsprozessen steigen (vgl. Walker 2008; Trend:research/Leuphana Universität Lüneburg 2013; Itten/Mono 2014; Leuphana Universität Lüneburg/Nestle 2014). Hinzu kommen positive regional-ökonomische Effekte sowie finanzielle Vorteile für die Kommune oder beteiligte Individuen als zusätzliche Faktoren, die die Unterstützung für EE erhöhen und NIMBY(not in my backyard)-Einstellungen etwas entgegensenzen können (Yildiz/Rommel/Debor et al. 2015).

Angesichts wachsender Kapitalerfordernisse, u. a. aufgrund zunehmender Größe der Anlagen und Projekte, hat sich der Schwerpunkt finanzierender Akteure in den vergangenen Jahren jedoch auf (große) EVU, Großbanken und institutionelle Investoren sowie Kapitalmarktinstrumente verlagert (vgl. Mathews/Kidney/Mallon et al. 2010; BdB 2012; DAI 2013; Klagge/Anz 2014). Zwar ergeben sich hier durchaus Einschränkungen aufgrund strengerer Finanzmarktregeln bzw. der schwierigen finanziellen Situation vieler EVU. Jedoch begünstigen die im neuen EEG 2.0 festgeschriebene Ausweitung des Ausschreibungsverfahrens, die Verpflichtung zur Direktvermarktung für Neuanlagen als Regelfall und damit verbunden die sukzessive Abschaffung der garantierten Einspeisevergütungen diese Akteure und benachteiligen kleine und weniger finanzstarke Akteure mit regionaler Orientierung. Vor diesem Hintergrund ist für die Zukunft ein stärker an den zentralen Mustern der fossil-nuklearen Energiewirtschaft orientierter Ausbau der EE zu erwarten, und zwar sowohl hinsichtlich der beteiligten Investorengruppen als auch bezüglich der Projektgrößen und -standortstruktur.

5 Konventionelle Energieversorgungsunternehmen und ihre EE-Strategien im Wandel

Die konventionelle Energiewirtschaft, in erster Linie die vier großen EVU (Eon, RWE, Vattenfall, EnBW), erschließt mit ihren Investitionen stetig neue Geschäftsfelder im Bereich der EE, etwa durch die Beteiligung an kapitalintensiven Projekten wie großen Offshore-Windparks, dies jedoch überwiegend im Ausland (z. B. in Großbritannien; vgl. GWEC 2014). Damit versuchen die EVU

sich am Ausbau der EE, den sie jahrelang bekämpft haben, zu beteiligen und die Transformation des Energiesystems aktiv mitzugestalten. Zu dieser Kehrtwende sind sie gezwungen, weil ihre traditionellen Geschäftsfelder – die atomare und fossile Strom- und Wärmeerzeugung sowie der Netzbetrieb – in Deutschland grundlegend neuen (Markt-)Anforderungen ausgesetzt sind. Durch den (zukünftigen) Ausbau der EE schwinden ihre Marktanteile in der Energieerzeugung zugunsten neuer Wettbewerber, sogenannten IPP (Independent Power Producers), und auch der Netzbetrieb als Geschäftsfeld entfällt durch die Liberalisierung, vor allem durch die bilanziell-finanzielle bzw. die unternehmerische Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb (unbundling). Dies hängt auch mit dem aktuellen Strommarktdesign zusammen, d. h. mit den Regel- und Gestaltungsstrukturen, mittels derer der Strommarkt organisiert wird.

Im Spot-Markt (auch Energy-only-Markt), der nur die kurzfristige, tatsächliche Stromerzeugung handelt, führen hohe Anteile der EE-Erzeugung dazu, dass viele fossile Kraftwerke unrentabel laufen, insbesondere Gas-, aber auch Pumpspeicherkraftwerke. Eben diese sind aber aufgrund ihrer hohen Kompatibilität mit den EE (kurze Anlaufzeiten, Flexibilität, Speicherung, wenig CO₂) besonders gefragt, wenn es um die Netzstabilität und die Glättung von Lastspitzen im Verbrauch geht. Um in dem erwarteten Wettbewerb zwischen den Technologien die hohen Grenz- bzw. Betriebskosten von Gaskraftwerken bei einer immer geringeren Auslastung (Merit-Order-Effekt) aufzufangen, ist eine sogenannte Kapazitätsprämie in der Diskussion. Damit ist gemeint, dass nicht nur die erzeugten Kilowattstunden vergütet werden, sondern auch die Bereitstellung von Erzeugungskapazität honoriert wird. Mit den im Sommer 2016 beschlossenen Gesetzen zur Weiterentwicklung des Strommarktes (BGBl. 2016 I, 1786) und zur Digitalisierung der Energiewende (BGBl. 2016 I, 2034) nimmt der Wandel zum „Strommarkt 2.0“ weiter Kontur an. Der Strommarkt 2.0 befördert eindeutig die Trennung von Energiemarkt als Energy-only-Markt und dem Umgang mit notwendigen Reservekapazitäten. So kommt der Flexibilisierung der Verbrauchsseite eindeutig die größte Bedeutung zu, z. B. durch Lastmanagement und neue Speicher, aber auch durch einen flächendeckenden Umstieg auf intelligente Messsysteme, Stichwort *smart meter* bzw. *smart grid*. Wie mit Kapazitätsreserven von voraussichtlich 2 GW umgegangen wird, soll Gegenstand einer Verordnung sein. Im ersten Entwurf vom 1. November 2016 (Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve, KapResV) wird neben der Vergütung auch das Volumen der Reservekapazität diskutiert, die auf jeden Fall jährlich überprüft und angepasst werden soll. Ob der konventionellen Energiewirtschaft, die in den vergangenen Jahren expansiv in (Gas-)Reservekraftwerke investiert hat, in der gesonderten „Abrechnung“ Verluste oder sogenannte *sunk costs* drohen, bleibt also abzuwarten.

Eine weitere Gruppe von Akteuren der konventionellen Energiewirtschaft, die auf den Ausbau der EE nicht rechtzeitig adäquat reagiert haben, sind Stadtwerke und Regionalversorger, d. h. EVU mit Beteiligung der öffentlichen Hand (vgl. Brocke 2012). Allerdings verzeichnen sie in den letzten Jahren deutlich wachsende Erzeugungskapazitäten und -anteile, vor allem in den Bereichen Biogas und Onshore-Wind (vgl. Trend:research/KNI 2011), und könnten, auch vor dem Hintergrund der regulatorischen Veränderungen (Stichwort: EEG 2.0), zu Schlüsselakteuren der Energiewende werden (vgl. Feudel 2013; Sauthoff/Schön 2010; EY 2014). Denn als erfahrene, lokal verankerte Akteure weisen sie im Wettbewerb gegenüber den großen EVU, neuen Wettbewerbern wie IPP und generell regionsexternen Investoren spezielle Vorteile wie Kundennähe, Glaubwürdigkeit und Know-how im Bereich dezentraler Energiesysteme auf (vgl. Berlo/Wagner 2011; Klagge/Brocke 2013). In diesem Zusammenhang spielen neue Organisationsformen eine wichtige Rolle,

Erneuerbare Energien

etwa unternehmensinterne Querverbände oder externe Kooperationen mit lokalen Partnern (Energiegenossenschaften, Sparkassen), aber auch mit anderen Stadtwerken (z. B. Trianel als horizontaler Verbund), um Ressourcen zu bündeln und Investitions- und Planungsrisiken zu minimieren (vgl. Leckebusch 2011; Staab 2011; Servatius 2012; VKU/DSGV 2012; Feudel 2013; EY 2014). Im Planungsprozess können außerdem ihre guten Kenntnisse der Region sowie ihre langjährigen Beziehungen zu beteiligten und betroffenen Akteuren vor Ort, beispielsweise aus der Kommunalpolitik, der regionalen Wirtschaft oder auch der Bevölkerung einschließlich der Kunden, besonders wertvoll sein, um potentielle Nutzungskonflikte zu vermeiden bzw. zu entschärfen und Akzeptanz für den EE-Ausbau vor Ort zu schaffen. Dies kann in Zukunft noch wichtiger werden, um die bislang nicht genutzten dezentralen Erzeugungspotenziale in Deutschland bei gleichzeitig zunehmender Flächenknappheit sowie „Akzeptanzverdrossenheit“ und NIMBY-Problematik zu erschließen. Diese zukünftig immer bedeutendere Rolle können Stadtwerke und Regionalversorger allerdings nur einnehmen, wenn sie sich den neuen Marktbedingungen noch weitaus mehr öffnen.

6 Herausforderungen im Spannungsfeld von Raumentwicklung, Akteurskonstellationen und Planung

Der Ausbau der EE, die Veränderungen an den Energiemärkten (Strom-, Wärme- sowie Mobilitätsmarkt) und generell die Energiewende werden im Spannungsfeld unterschiedlicher Raumentwicklungen und Nutzungskonflikte definiert und bestimmt. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Herausforderungen, die sich aus den immer komplexeren Interessen- und Akteurskonstellationen, speziell zwischen Staat und Politik auf der einen und Energiewirtschaft auf der anderen Seite, ergeben. Selbst innerhalb der konventionellen Energiewirtschaft zeigt sich eine enorme Spannbreite an Interessen und Strategien, die überdies von vielfältigen Verknüpfungen untereinander und mit öffentlichen Akteuren beeinflusst werden. So weisen viele Stadtwerke und Regionalversorger enge Beziehungen zu kommunalen öffentlichen Akteuren auf; gleichzeitig bestehen teils äußerst komplexe, historisch gewachsene Beteiligungs- und Beziehungsstrukturen zwischen ihnen und den großen EVU, wodurch strategische Entscheidungen oftmals nicht unabhängig getroffen werden. Konkurrenten, aber auch potenzielle Kooperationspartner konventioneller EVU sind die neuen Akteure der Energiewirtschaft. Während Erstere relativ spät und überaus langsam am Ausbau der EE teilgenommen haben, stellte die Liberalisierung der Energiewirtschaft für Letztere die Grundlage dar, überhaupt erst in den Energiemarkt einzusteigen und dort wettbewerbliche Akteursstrukturen zu etablieren. Hierzu zählen neben meist eher dezentral orientierten unabhängigen Stromerzeugern (IPP), Stromhändlern, Projektierern und spezialisierten Dienstleistern nicht zuletzt die Bürger, die individuell oder auch gemeinschaftlich (vor allem in Genossenschaften und GmbH & Co KGs) zur dynamischen Entwicklung der EE entscheidend beigetragen haben.

Den Akteuren der Energiewirtschaft steht auf öffentlicher Seite ebenso eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure gegenüber, die – insbesondere zwischen verschiedenen Maßstabsebenen – zum Teil unkoordiniert, teilweise aber auch (bewusst) gegeneinander handeln. Wesentliche Kompetenz- und Zuständigkeitsverteilungen lassen sich mit der bereits erläuterten Dualität der Governancestrukturen für Deutschland beschreiben, bei der die finanziell-wirtschaftlichen Entscheidungen auf nationalstaatlicher Ebene getroffen und die planerischen Zuständigkeiten und

Abläufe auf Bundesländerebene geregelt werden. Die mangelnde Koordination von Entscheidungen, Maßnahmen und Umsetzungsstrategien durch die beteiligten Ministerien, Staatskanzleien und Verwaltungen spiegelt sich beispielsweise in der Situation wider, dass einige Bundesländer ihre EE-Ausbauziele maßgeblich höher als die im EEG getroffenen Vorgaben der Bundesregierung formulieren (vgl. Jonck/Hodsman 2012). Auch zwischen den Bundesländern gibt es kaum Abstimmung, sodass sich die planerischen Anforderungen und Abläufe sowie generell Planungsstandards für den Zubau von EE-Anlagen von Bundesland zu Bundesland unterscheiden. Dies betrifft auch die Frage der Zuständigkeiten und der Kompetenzverteilung zwischen Land, Kommune, Regierungsbezirk und/oder Kreis sowie zwischen verschiedenen Ressorts (Raumordnung, Bauordnung, EE-Förderung, Klimaschutzprogramme etc.).

Im Ergebnis unterscheiden sich vor allem die Eingriffs- und Steuerungsmöglichkeiten durch die Raumplanung erheblich, und zwar nicht nur zwischen den Bundesländern, sondern auch abhängig von der eingesetzten EE-Technologie. Insbesondere für die Windenergieplanung stehen in vielen Bundesländern langjährig erprobte Planungs- und Steuerungsinstrumente zur Verfügung: Die Landesplanung sieht vielerorts neben allgemeinen Vorgaben, z. B. über die besondere Bedeutung der Windenergie, auch Bestimmungen zur Konzentrationsplanung vor und kann sogar bestimmte Flächenkontingente festschreiben (z. B. Staatskanzlei NRW 2013: 130). Die Regionalplanung setzt daraufhin die Ausweisung von Eignungs- oder von Vorranggebieten um (▷ *Vorranggebiet*, *Vorbehaltsgebiet* und *Eignungsgebiet*), die einen Ausbau an anderer Stelle bzw. andere raumbedeutsame Nutzungen im Gebiet ausschließen (können) (vgl. Liebrecht 2013; Thom 2013). Im Bereich der Bio- und Solarenergie hingegen sind der Regionalplanung deutliche Grenzen gesetzt. Damit entsprechende Planungen und Vorhaben überhaupt zum Gegenstand der Regionalplanung werden können, muss für jedes Einzelvorhaben der Nachweis der ▷ *Raumbedeutsamkeit* geführt werden (diese liegt z. B. vor, wenn es sich um PV-Freiflächenanlagen handelt). Ansonsten unterliegen Solar-, aber auch die meisten Biogasanlagen allein der Steuerungswirkung der gemeindlichen bzw. ▷ *Bauleitplanung* (vgl. Arbach/Klagge/Wotha 2013; Wotha 2013). Auch vor dem Hintergrund der regionalen Gewinner/Verlierer-Zuschreibungen wird die Weiterentwicklung der staatlichen Mehrebenengovernance einschließlich der Abstimmung zwischen den Bundesländern für die Zukunft der EE und der Energiewirtschaft im Allgemeinen eine wichtige Rolle spielen (vgl. Klagge/Arbach/Franck et al. 2013).

Neben den komplexen Akteurskonstellationen ergeben sich weitere Herausforderungen im Spannungsfeld zwischen Technologie (Innovationen, technologische Veränderungen, physische Infrastrukturen und Artefakte) auf der einen und der Gesellschaft auf der anderen Seite. Hier geht es im Wesentlichen um die gesellschaftliche Verträglichkeit, etwa beim weiteren Flächenverbrauch bzw. der zunehmenden Dominanz von EE-Technologien im Landschaftsbild einiger Regionen durch einen weiteren Zubau von Anlagen. Des Weiteren sind die von der Energiewende verursachten Kosten zu nennen, die vor allem auf Haushalte und kleinere Unternehmen umgelegt werden, während für stromintensive Industrien und Großverbraucher Ausnahmeregelungen gelten. Das EEG 2.0 ist die vorläufige Antwort des Gesetzgebers auf die Frage, wie ein weiterer Anstieg des Strompreises geregelt bzw. begrenzt werden kann, um beispielsweise die Belastung von einkommensschwachen Haushalten durch steigende Energiepreise zu beschränken. Nicht zuletzt stellt die internationale Dimension der Energiewende – und hier insbesondere die grenzüberschreitende Integration der Energiemärkte in Europa (gemeinsamer Energiebinnenmarkt bzw. *Energy Union*) sowie die Verknüpfung mit der globalen Klimapolitik – eine weitere Herausforderung dar, die in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird.

Literatur

- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2010): Kraftwerke für jedermann: Chancen und Herausforderungen einer dezentralen erneuerbaren Energieversorgung. http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/30.AEE_Kraftwerke-fuer_Jedermann_sep10.pdf (20.02.2015).
- Arbach, C.; Klagge, B.; Wotha, B. (2013): Entwicklungen und raumplanerische Steuerungsmöglichkeiten bei der Biogaserzeugung in Deutschland. Ein Modell für Europa? In: Giffinger, R.; Zech, S. (Hrsg.): Energie und Raum. Wien, 103-122. = Forum Raumplanung 20.
- BdB – Bundesverband deutscher Banken e. V. (Hrsg.) (2012): Positionspapier des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende. https://bankenverband.de/media/files/BdB-PP_062012.pdf (20.02.2015).
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.) (2015): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf) (13.10.2015).
- Berlo, K.; Wagner, O. (2011): Zukunftsperspektiven kommunaler Energiewirtschaft. In: Raumplanung (158/159), 236-242.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014): Bundesbericht Energieforschung 2014: Forschungsförderung für die Energiewende. Paderborn.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: August 2015). http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (20.10.2015).
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (20.10.2015).
- BNetzA – Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2015): Leitungsvorhaben. http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2 (15.12.2015).
- Brocke, T. (2012): Wertschöpfungs- und Koordinationsstrukturen der dezentralen Stromerzeugung: Eine akteur- und institutionenzentrierte Analyse anhand ausgewählter Fallbeispiele. Wiesbaden. = Wissenschaft und Praxis der Kommunalverwaltung 5.
- Bruns, E.; Köppel, J.; Ohlhorst, D.; Schön, S. (2008): Die Innovationsbiographie der Windenergie: Absichten und Wirkungen von Steuerungsimpulsen. Berlin.

- Bundesrat (Hrsg.) (2015): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Drucksache 542/15. Köln.
- Campos Silva, P.; Klagge, B. (2011): Branchen- und Standortentwicklung der Windindustrie in globaler Perspektive: kontinuierliche Pfadentwicklung und die Rolle der Politik. In: *Geographica Helvetica* 66 (4), 233-242.
- DAI – Deutsches Aktieninstitut (Hrsg.) (2013): Finanzierung und Finanzierbarkeit der Energiewende. https://www.dai.de/files/dai_usercontent/dokumente/positionspapiere/2013-04-17%20Energiewende%20Deutsches%20Aktieninstitut%20PDF.pdf (20.02.2015).
- EY – Ernst&Young (Hrsg.) (2014): Nachhaltige Geschäftsmodelle für Stadtwerke und EVU. Stadtwerkstudie Juni 2014. [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Stadtwerkstudie_2014_-_Management_Summary/\\$FILE/EY-Stadtwerkstudie-2014-Summary.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Stadtwerkstudie_2014_-_Management_Summary/$FILE/EY-Stadtwerkstudie-2014-Summary.pdf) (20.02.2015).
- Feudel, M. (2013): Die deutsche Energiewirtschaft im Wandel: Stadtwerke als Treiber der Energiewende? In: Lau, C.; Dechange, A.; Flegel, T. (Hrsg.): *Projektmanagement im Energiebereich*. Wiesbaden, 15-30.
- Fraunhofer ISE – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Hrsg.) (2013): *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien*. Freiburg im Breisgau.
- GWEC – Global Wind Energy Council (Hrsg.) (2014): *Global Wind Report 2013*. http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf (20.02.2015).
- GWEC – Global Wind Energy Council (Hrsg.) (2015): *Global Wind Report 2014*. http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf (19.10.2015).
- Heymann, M. (1995): *Die Geschichte der Windenergienutzung 1890–1990*. Frankfurt am Main.
- Hirschfeld, M.; Heidrich, B. (2013): Die Bedeutung regionaler Governance-Prozesse für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): *Governanceprozesse für erneuerbare Energien*. Hannover, 94-113. = *Arbeitsberichte der ARL* 5.
- IEA – International Energy Agency (ed.) (2015): *Renewables information 2015*. Paris.
- Itten, A.; Mono, R. (2014): Wie Bürger die Energiewende mitgestalten. In: *Ökologisches Wirtschaften* 29 (1), 20-21.
- Jonck, J.; Hodsman, M. (2012): Ziele der Erneuerbaren-Energien-Politik in den Bundesländern. In: *Solarzeitalter* (1), 50-56.
- Karnøe, P.; Garud, R. (2012): Path creation: Co-creation of heterogeneous resources in the emergence of the Danish wind turbine cluster. In: *European Planning Studies* 20 (5), 733-752.
- Kemfert, C.; Schäfer, D. (2012): Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität. In: DIW – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.): *DIW Wochenbericht*. Berlin, 3-14. = *DIW Wochenbericht* 31/2012.
- Klagge, B. (2013): Governanceprozesse für erneuerbare Energien – Akteure, Koordinations- und Steuerungsstrukturen. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): *Governanceprozesse für erneuerbare Energien*. Hannover, 7-16. = *Arbeitsberichte der ARL* 5.

Erneuerbare Energien

- Klagge, B.; Anz, J. (2014): Finanzialisierung der Windenergienutzung in Deutschland? Entwicklungen im Spannungsfeld von Finanzsektor und Energiepolitik. In: Heires, M.; Nölke, A. (Hrsg.): Politische Ökonomie der Finanzialisierung. Heidelberg, 241-257.
- Klagge, B.; Arbach, A.; Franck, E.; Heidrich, B.; Hirschfeld, M.; Liebreuz, F.; Pohl, M.; Sünnemann, A.; Thom, S.; Wotha, B. (2013): Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Koordinations- und Steuerungsstrukturen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): Governanceprozesse für erneuerbare Energien. Hannover, 1-6. = Arbeitsberichte der ARL 5.
- Klagge, B.; Brocke, T. (2013): Energiewende vor Ort: Dezentrale Stromerzeugung und die Rolle von Stadtwerken und Regionalversorgern. In: Geographische Rundschau 65 (1), 12-18.
- Leckebusch, P. (2011): Dezentrale Erzeugung – neue Chancen für regionale Zusammenarbeit. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 (9), 65-66.
- Lehr, U.; Edler, D.; O’Sullivan, M.; Peter, F.; Bickel, P.; Ulrich, P.; Lutz, C.; Thobe, I.; Simon, S.; Naegler, T.; Pfenning, U.; Sakowski, F. (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. März 2015. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland> (19.10.2015).
- Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, U. (Hrsg.) (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Studie_Marktrealitaet_von_Buergerenergie_Leuphana_FINAL_23042014.pdf (20.02.2015).
- Liebreuz, F. (2013): Planungs- und Governance-Prozesse bei der Festlegung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung in Regionalplänen – Das Beispiel Schleswig-Holstein. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): Governanceprozesse für erneuerbare Energien. Hannover, 45-55. = Arbeitsberichte der ARL 5.
- Mathews, J. A.; Kidney, S.; Mallon, K.; Hughes, M. (2010): Mobilizing private finance to drive an energy industrial revolution. In: Energy Policy 38 (7), 3263-3265.
- Nolden, C. (2013): Governing community energy: Feed-in tariffs and the development of community wind energy schemes in the United Kingdom and Germany. In: Energy Policy 63, 543-552.
- Oelker, J. (Hrsg.) (2005): Windgesichter. Aufbruch der Windenergie in Deutschland. Dresden.
- PTJ – Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Jülich (Hrsg.) (2013): Förderung der nicht-nuklearen Energieforschung durch die Bundesländer im Jahre 2013. https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/_items/item_6560/laenderbericht_2013.pdf (19.10.2015).
- Pulczynski, J. (1991): Interorganisationales Innovationsmanagement: Eine kritische Analyse des Forschungsprojektes GROWIAN. Kiel.
- Sauthoff, M.; Schön, O. (2010): EVU/EDU – Neue, zukunftsfähige Geschäftsmodelle für Stadtwerke. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (12), 58-62.

- Servatius, H.-G. (2012): Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem mit neuen Geschäftsmodellen. In: Servatius, H.-G.; Schneidewind, U.; Rohlfing, D. (Hrsg.): Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem. Berlin, 3-43.
- Simmie, J. (2012): Path dependence and new technological path creation in the Danish wind power industry. In: European Planning Studies 20 (5), 753-772.
- Staab, J. (2011): Erneuerbare Energien in Kommunen. Energiegenossenschaften gründen, führen und beraten. Wiesbaden.
- Staatskanzlei NRW – Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2013): LEP NRW. Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen. https://land.nrw/sites/default/files/asset/document/lep_nrw_flieaytext_internet.pdf (03.02.2016).
- Stegert, P.; Klagge, B. (2015): Akzeptanzsteigerung durch Bürgerbeteiligung beim Übertragungsnetzausbau? Theoretische Überlegungen und empirische Befunde. In: Geographische Zeitschrift 103 (3), 171-190.
- Thom, S. (2013): Governance-Prozesse bei der Festlegung von Eignungsgebieten/Vorranggebieten für die Windenergienutzung in Regionalplänen – Das Beispiel Niedersachsen. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): Governanceprozesse für erneuerbare Energien. Hannover, 31-44. = Arbeitsberichte der ARL 5.
- Trend:research; KNI – Klaus Novy Institut (Hrsg.) (2011): Marktakteure Erneuerbare Energien-Anlagen in der Stromerzeugung. http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure_Erneuerbare_Energie_Anlagen_in_der_Stromerzeugung_2011.pdf.pdf (20.02.2015).
- Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg (Hrsg.) (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Definition-und-Marktanalyse-von-Buergerenergie-in-Deutschland.pdf (20.02.2015).
- VKU – Verband Kommunaler Unternehmen; DSGV – Deutscher Sparkassen- und Giroverband (Hrsg.) (2012): Stadtwerke und Sparkassen: Gemeinsam für die kommunale Energiewende. Auf dem Weg in eine klimafreundliche Zukunft. http://www.vku.de/fileadmin/media/Dokumente/KUBRO_VKU_DSGV_Ansicht_klein.pdf (20.02.15).
- Walker, G. (2008): What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use? In: Energy Policy 36 (12), 4401-4405.
- WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (Hrsg.) (2011): Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation. Berlin.
- Wotha, B. (2013): Planerische Möglichkeiten zur Steuerung der Standortentwicklung und Verbesserung der Akzeptanz von Biogasanlagen. In: Klagge, B.; Arbach, C. (Hrsg.): Governanceprozesse für erneuerbare Energien. Hannover, 69-78. = Arbeitsberichte der ARL 5.
- Wüstenhagen, R.; Menichetti, E. (2012): Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. In: Energy Policy 40, 1-10.

Erneuerbare Energien

Yildiz, Ö.; Rommel, J.; Debor, S.; Holstenkamp, L.; Mey, F.; Müller, J. R.; Radtke, J.; Rognli, J. (2015): Renewable energy cooperatives as gatekeepers or facilitators? Recent developments in Germany and a multidisciplinary research agenda. In: Energy Research & Social Science 6, 59-73.

Bearbeitungsstand: 02/2017