

Die Akteurswende

Die deutsche Energiewende hat in den letzten Jahren viele verschiedene Phasen der Entwicklung und Umsetzung durchlaufen. Im Stromsektor hat die Dynamik des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung seit der Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 deutlich zugenommen. Aufgrund dieser Entwicklung kann zeitlich eine Phase vor der Einführung des EEG bestimmt werden (Prä-EEG-Phase) und die folgende aktuelle Intra-EEG Phase, siehe *Abbildung 1*.

Das EEG wurde im Laufe der Jahre mehrmals angepasst und novelliert, um dem rasant fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien-Anlagen gerecht zu werden. In der Intra-EEG-Phase wurden unter anderem Vergütungsleistungen angepasst, Ausbaukorridore eingeführt und politische Instrumente geschaffen, um die Stromerzeugung aus Biomasse, Sonne und Wind stärker an Strommarktpreise zu koppeln.

In der letzten EEG-Novelle vom August 2014 wurde beispielsweise der eigenverantwortliche Verkauf des regenerativen Stromes an der Börse verpflichtend. Ebenso wurde dort festgelegt, in einem Pilotvorhaben die staatliche Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen über ein Ausschreibungsverfahren zu bestimmen [1]. Ab 2017 sollen die Erfahrungen aus diesem Pilotvorhaben dann auch für Ausschreibungsmodelle für andere Technologien verwendet werden.

Die zunehmende Abkehr vom ursprünglichen EEG-Vergütungssystem mit einer festen Einspeisevergütung hin zu einer mehr und mehr marktorientierten

Ausrichtung führt zu der Frage, ob die Umstrukturierung des EEG am Ende zu einer neuen Phase der Energiewende führt, der Neo-EEG-Phase.

Im vorliegenden Artikel werden die in *Abbildung 1* dargestellten Veränderungen und Entwicklungsphasen des EEG mit besonderem Blick auf die Akteure des Stromsystems analysiert. Im Kontext der Energiewende können die zu beobachtenden und teils deutlich einschneidenden Veränderungen für alle Akteure des Systems durchaus als „Akteurswende“ verstanden werden.

Akteure der Energiewirtschaft

Für die Typisierung und Kategorisierung von Akteuren und Akteursgruppen gibt es verschiedene Ansätze [2]. Im vorliegenden Fall beschränkt sich die Auswahl zunächst auf die typischen Akteure, die schon vor der Einführung des EEG auf den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft aktiv waren.

Abbildung 2 vergleicht die Handlungsebenen der Akteure in dieser Wertschöpfungskette in der Prä-EEG-Phase und der Intra-EEG-Phase.

Für die Prä-EEG-Phase gilt: Während die Erzeugung des Stroms bei den Stadtwerken, Energieversorgern und in der Industrie liegt, bilden Bürger/Haushalte, Landwirtschaft und auch Industrie zusammen mit dem Gewerbe, dem Handel und Dienstleistungen die Nachfrageseite. Die Verteilung des Stroms obliegt in



DLR
Dr. Marc Deissenroth
marc.deissenroth@dlr.de

Wuppertal Institut
Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

ZSW
Dr. Frank Sehnke
frank.sehnke@zsw-bw.de

Fraunhofer IBP
Christina Sager
christina.sager@ibp.fraunhofer.de

IZES
Prof. Frank Baur
baur@izes.de
Matthias Sabatier
sabatier@izes.de

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Bruno Burger
bruno.burger@ise.fraunhofer.de
Dirk Kranzer
dirk.kranzer@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

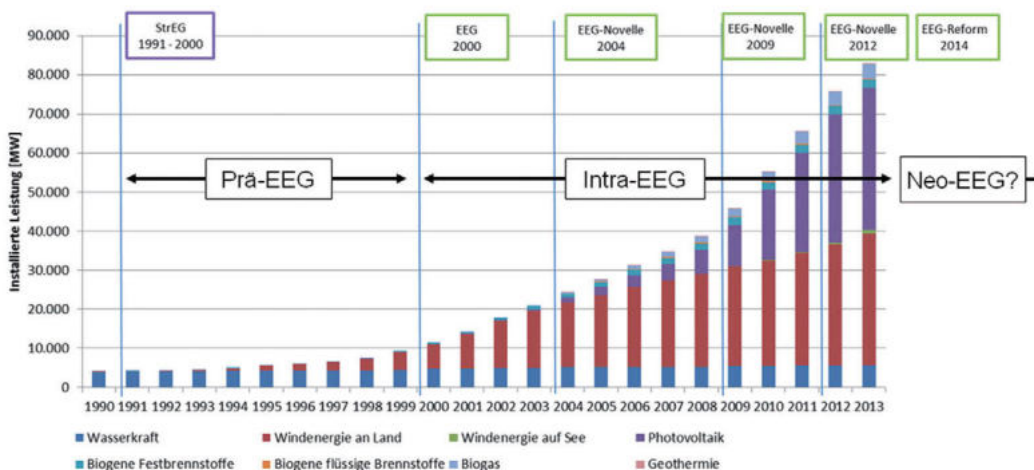
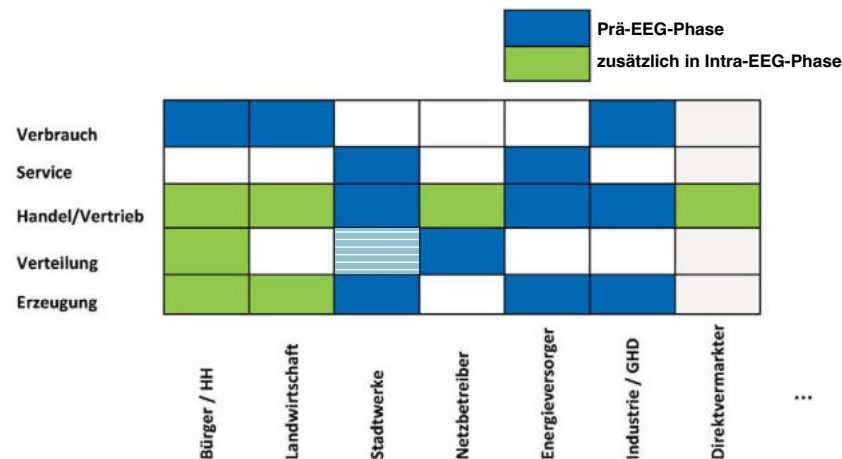


Abbildung 1
Installierte Leistungen erneuerbarer Energien in Deutschland seit 1990 und Entwicklung des EEG

Abbildung 2
Wertschöpfungskette des Stromsystems und Handlungsebenen der Akteure in der Prä-EEG-Phase (blau) und in der Intra-EEG-Phase (grün und blau)



dieser Zeit den Netzbetreibern. Stadtwerke, die auf Grund der De-Minimis Regel von der Entflechtung ausgenommen sind, können ebenfalls Strom verteilen (schraffierter Bereich). Der Vertrieb des im eigenen Unternehmen erzeugten Stroms und auch der Handel mit Strom wird von den Erzeugern selbst bewerkstelligt, gegebenenfalls bieten sie auch Service an, zum Beispiel im Bereich Energieberatung und Störungsmeldungen.

Die erste Wende für die Akteure steht mit den politischen Zielen für die Energieversorgung in Zusammenhang: Reduktion der Treibhausgasemissionen, Reduktion des Energiebedarfs sowie Steigerung der Energieeffizienz zur Stärkung des Umwelt- und Klimaschutzes. Zur Erreichung dieser Ziele ist der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) ein zentrales Element.

Die Einführung des EEG im Jahr 2000 gab den Anstoß für eine nachhaltige Energieversorgung und die Erhöhung der Anteile regenerativer Energien an der Stromversorgung in Deutschland. Ein wesentlicher Bestandteil dieses Gesetzes ist die für Privatpersonen geschaffene Möglichkeit, an der Erzeugung regenerativen Stroms zu partizipieren, beispielsweise durch die Installation von Photovoltaikanlagen. Als Anreiz zur aktiven Teilnahme an der Stromerzeugung sind feste Sätze für technologiespezifische Einspeisevergütungen eingeführt worden.

Mit diesen neuen Möglichkeiten des EEG haben sich sowohl die Handlungsebenen als auch die Zusammensetzung der Akteure im Stromsystem deutlich verändert (vergleiche *Abbildung 2*):

- Die Bürger und Haushalte haben sich von reinen Verbrauchern zu Erzeugern und Vertriebern ihres Stroms gewandelt.

- Die Handlungsebene der Übertragungsnetzbetreiber hat sich um den Handel des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien an der Strombörse erweitert.
- Neben den Veränderungen der etablierten Akteure treten nun auch neue Akteure im Stromsektor auf. Die Einführung der Direktvermarktung des EE-Stroms an der Börse seit der Novelle von 2012 hat die Nachfrage der Dienstleistung von Direktvermarktern gefördert. Denn die für eine Börsenvermarktung notwendigen Leistungen sind von Privatpersonen nicht allein zu erbringen. So entstehen Kosten für die Handelsanbindung, für Abrechnungen sowie für Erzeugungs- und Preisprognosen, die von professionellen Direktvermarktern über eine Bündelung des vermarkteten Stroms von vielen Anlagenbetreibern deutlich wirtschaftlicher kalkuliert werden können. Aktuell nehmen über 80 % der installierten Kapazitäten der On- und Offshore-Windanlagen und ca. 13 % der Photovoltaikanlagen an der Direktvermarktung teil [9].

Allein diese beispielhaft dargestellten Veränderungen lassen den Übergang von der Prä-EEG- zur Intra-EEG-Phase als Wendepunkt für die Akteure des Systems erscheinen.

Herausforderungen der Intra-EEG-Phase

Der Erfolg des EEG zeigt sich in dem hohen Anteil des erneuerbaren Stromes an der gesamten Bruttostromerzeugung von mittlerweile rund 30 %. Die Erneuerbaren nehmen damit mehr als nur einen Nischenanteil an der Stromversorgung ein. Dadurch entstehen in dieser Phase neue Herausforderungen, z. B. bei den Investitionen in dargebotsunabhängige Kraftwerkstechnologien, der notwendigen Flexibilisierung des Energiesystems und der weiteren Finanzierung

des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Diese drei beispielhaft ausgewählten Herausforderungen werden im Folgenden diskutiert.

Investitionen in dargebotsunabhängige Kraftwerkstechnologien

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 und der relativ alte konventionelle Kraftwerkspark lassen eine Abnahme der dargebotsunabhängigen Stromerzeugung in den kommenden Jahren erwarten. Eine gewisse Kapazität an gesicherter Leistung konventioneller Erzeugungsanlagen ist jedoch für eine sichere und stabile Stromversorgung in den nächsten Jahren noch notwendig. Hierfür sollten aus systemischen und umweltpolitischen Gesichtspunkten moderne, emissionsarme und flexible Kraftwerke zur Verfügung stehen. Demgegenüber ist jedoch eine geringe Investition in neue Kraftwerke zu beobachten. Gründe für dieses Verhalten sind einerseits die nur geringen Erlöse an der Strombörse, deren Ursache die vorhandenen Überkapazitäten und der Ausbau der erneuerbaren Energien sind. Außerdem begünstigen die niedrigen Preise für CO₂ und Brennstoffe den Weiterbetrieb von älteren, ineffizienteren Anlagen.

Die aktuelle Ausgestaltung des Strommarktes und die Rahmenbedingungen erzeugen also nicht ausreichend Anreize zur Investition in neue thermische Kraftwerke. In Fachkreisen wird daher intensiv über mögliche Erweiterungen oder Änderungen des aktuellen Strommarktdesigns diskutiert. Die Vorschläge reichen dabei von zusätzlichen Vergütungen für alle Anlagen mit dargebotsunabhängiger Erzeugung über Kapazitätsmärkte [3] bis hin zur Wälzung des erneuerbaren Stroms in die Portfolien von Lieferanten [4]. Auch eine Anpassung des aktuellen Strommarktes wird diskutiert. Genannt werden hier u. a. die Integration von Lastabwurfpotenzialen in der Industrie über den Abbau von Hemmnissen für den Markteintritt, wie etwa bei den Netzentgeltstrukturen, oder

auch eine politische Zusage für hohe Spitzenlastpreise im Falle einer hohen Nachfrage bei gleichzeitig knappen Angeboten [5].

Flexibilisierung des Energiesystems

Die zunehmende Nutzung fluktuierenden Stroms aus Wind- und PV-Anlagen führt zu Herausforderungen im Ausgleich zwischen Erzeugung und Last. In Zeiten hoher Einspeisung regenerativen Stroms kommt es zunehmend zu Netzengpässen [6] oder Abregelungen von Anlagen. Die Flexibilisierung sowohl der Erzeugungsseite (soweit möglich) sowie der Nachfrageseite kann den genannten Problemen entgegenwirken und ist für einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig. Dazu können die Betriebsweisen der konventionellen Kraftwerke und der regelbaren erneuerbaren Anlagen, wie etwa Biomasseanlagen, flexibilisiert werden, Speicher (dezentrale und zentrale) eingesetzt und das Lastverschiebepotenzial in der Industrie, dem Gewerbe, dem Handel, den Dienstleistungen und den Haushalten über Lastmanagement genutzt werden. Zudem kann über die Transformation von Strom in Gas mittels Elektrolyse auch das Potenzial in der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gehoben werden, vgl. *Abbildung 3*. Dargestellt sind die Jahresdauerlinien der Leistungen verschiedener Stromerzeugungstechnologien, die in einer Simulation des Fraunhofer IWES ermittelt wurden. Basis ist ein Szenario mit einem EE-Anteil von 85 % an der Brutto-Stromerzeugung. Überschüsse im Bereich der negativen Leistungen werden dabei unter anderem zur Transformation und Speicherung des Stromes verwendet, um die Energie anschließend im Verkehrs- oder Wärmesektor nutzen zu können.

Die Analyse der Nutzung von dezentralen Speichern in Kombination mit einer PV-Anlage zur Steigerung des Eigenverbrauchs zeigt *Abbildung 4*. Zu sehen sind zwei unterschiedliche Betriebsweisen des Speichers, eigenstromoptimiert bzw. netzoptimiert. Im ersten

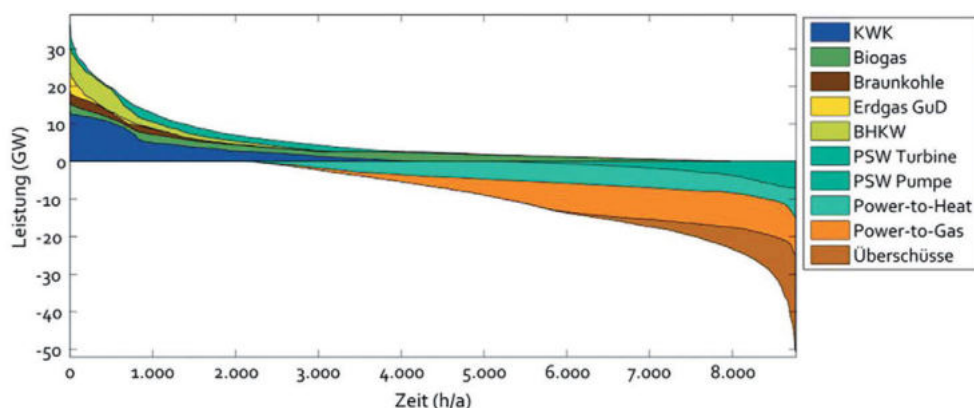
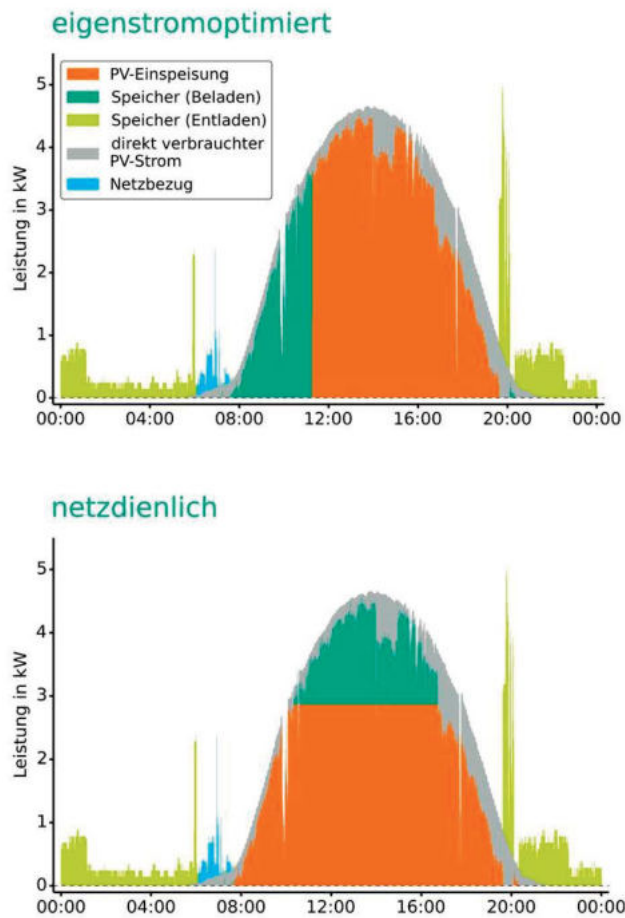


Abbildung 3

PtX für Flexibilisierung
 Jahresdauerlinien der Leistungen verschiedener Erzeugungsanlagen aus der Simulation eines Szenarios mit einem erneuerbaren Energien Anteil von 85 % an der Brutto-Stromerzeugung. Die Überschüsse im Bereich negativer Leistungen werden von Power-to-X-Anlagen zur Erzeugung von Wärme oder Gas verwendet.
 (Fraunhofer IWES)

Abbildung 4
Handlungsoptionen für Speicherbetreiber
 Eigenstromoptimierte oder netzdienliche Betriebsweise eines Speichers in Kombination mit einer PV-Anlage.
 (Simulation des Fraunhofer ISE)



Fall steht die maximale Nutzung des eigenen Stroms im Fokus, im netzoptimierten Fall die Reduktion der Einspeisespitze zur Mittagszeit und damit die Entlastung des Netzes. Während sich dazu die Beladung von den Morgenstunden in die Mittagszeit verlagert, ist in beiden Fällen die Entladung des Speichers und der Bezug von Strom aus dem Netz nahezu identisch. Für die Speichernutzung ergibt ein netzoptimierter Betrieb daher keinerlei Nachteile. Der Betreiber der PV-Anlage kann somit von einem „passiven“ Einspeiser zu einem „aktiv“ handelnden Akteur werden und zur Netzstabilität beitragen.

Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Eine solche Verlagerung der Einspeisung zur Verminderung der Einspeisespitzen kann zudem ein Überangebot an Strom an der Börse verhindern und den Marktwert des Solarstroms an der Strombörse erhöhen, wie im Folgenden erläutert wird.

Der Anteil der regenerativen Stromerzeugung an der Bruttostromerzeugung in Deutschland von aktuell etwa 30% und der weitere Ausbau bestärken die zunehmend bedeutende Rolle der erneuerbaren Ener-

gien auch auf den Strommärkten. Der bestehende Handelsmarkt, die Strombörse, koordiniert das Angebot und die Nachfrage nach Strom. Dabei wird einer nachgefragten Menge an Leistung für einen bestimmten Zeitraum zunächst das günstigste Angebot eines Erzeugers zugeordnet. Die Preisangebote der Stromerzeuger richten sich dabei hauptsächlich nach ihren kurzfristigen Grenzkosten, die bei den konventionellen Stromerzeugern zu großen Teilen von den Rohstoffkosten wie Kohle, Öl oder Gas bestimmt werden. Ist die Erzeugungsleistung nicht ausreichend für die Erfüllung der Nachfrage, wird auch das nächstgünstige Angebot verwendet (Merit-Order-Prinzip). Ist schließlich die gesamte Nachfrage gedeckt, setzt das zuletzt genutzte und damit relativ zu den anderen teuerste Angebot den Preis pro kWh für alle zum Zuge kommenden Erzeuger (Market Clearing Price). Die Erzeuger mit angebotenen Preisen unterhalb des preissetzenden Angebotes können so Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Die Refinanzierung von Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien wird hingegen vor allem von den Kapitalkosten bestimmt, da ihre Grenzkosten nahezu Null sind. Eine Refinanzierung durch eine Teil-

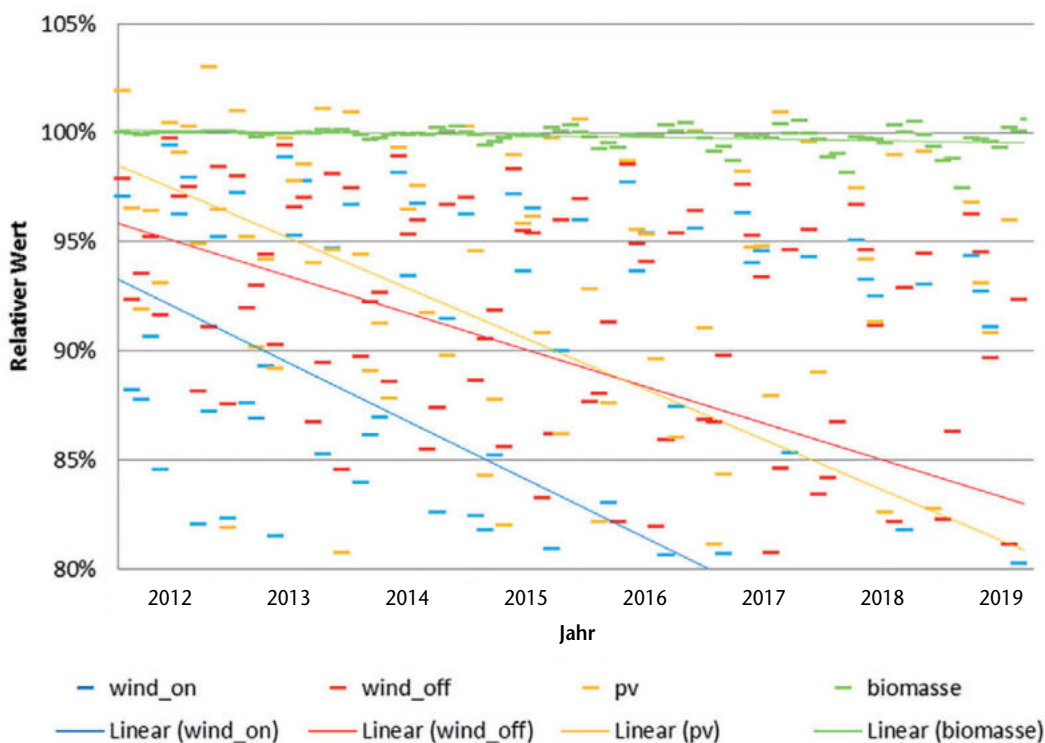


Abbildung 5
Relative Marktwerte
 für Strom aus Sonne,
 Wind und Biomasse
 simuliert mit dem
 Modell AMIRIS
 (Agentenbasiertes
 Modell zur Integration
 Regenerativer in den
 Strommarkt) vom DLR.

nahme am Markt nach dem oben beschriebenen Prinzip ist jedoch fraglich, da bei wetterbedingter, gleichzeitiger Einspeisung regenerativen Stroms die Angebotspreise und damit die Einnahmen stark sinken werden [7].

Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Effekt der Gleichzeitigkeit anhand der Veränderung des relativen Marktwertes für Strom, erzeugt aus Photovoltaik-, Wind und Biomasseanlagen für den Zeitraum Anfang 2012 bis Ende 2019 nach einer Simulation des DLR [8]. Der relative Marktwert beschreibt das Verhältnis von tatsächlichen Einnahmen in €/kWh zu den durchschnittlichen Marktpreisen in €/kWh an der Strombörse, bezogen auf einen Monat. Während regelbare erneuerbare Energieanlagen auf Marktpreise gut reagieren und ihre Fahrweise anpassen können, zeigt sich bei den dargebotsabhängigen Anlagen eine deutliche Reduktion des relativen Marktwertes auf Grund des Gleichzeitigkeitseffektes.

Wie also kann eine effiziente Systemintegration erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der aufgezeigten Effekte erreicht werden? Der Ansatz über die verpflichtende Direktvermarktung sieht vor, dass Strom aus regenerativer Erzeugung von den Anlagenbetreibern selbst an der Börse vermarktet wird. Davon erhofft man sich einen effizienteren und auch systemdienlicheren Betrieb der Anlagen [9].

Auch Vergütungsstrukturen, die anstatt einer Vergütung über einen fixen Zeitraum die Vergütung einer

fixen Menge vorsehen, werden diskutiert [10]. Der Betreiber wäre dann ggf. angehalten, besonders zu Zeiten mit hohen Strompreisen einzuspeisen, um entsprechend lukrative Einnahmen zu generieren. Betreiber von Wind- und PV-Anlagen können eine flexible Fahrweise allerdings nur bedingt über eine Reduktion der Erzeugung oder gänzlich über den Einsatz von Speichern erreichen. Zur Abschwächung des Gleichzeitigkeitseffekts wären beispielsweise Anreize denkbar, die gezielt den Bau von PV-Anlagen in Ost-West-Richtung oder die Flexibilisierung von regelbaren EE-Anlagen betreffen.

Professionalisierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien?

Diese bestehenden und kommenden Anforderungen an die Anlagenbetreiber scheinen eine Professionalisierung in der Einspeisung, Vermarktung und dem Management des Stroms aus erneuerbaren Energien zu verlangen. Bei allen zukünftigen Anpassungen von politischen Maßnahmen ist zu beachten, welche Auswirkungen diese auch auf die wirtschaftlichen Entwicklungen der jeweiligen Akteure sowie der Akteursvielfalt haben können. Schon vermeintlich geringe Anpassungen können einen deutlichen Einfluss auf die Marktstruktur haben [11]. Es bleibt zu untersuchen, welche Effekte die genannten Herausforderungen auf die betroffenen Akteure haben.

Schon das Optimieren der Fahrweise durch die Flexibilisierung von Biomasseanlagen oder Windenergieanlagen mit Hilfe des Einsatzes von Speichern erfordert Investitionen und Know-how. Dieses ist auch notwendig für die Teilnahme an den Strommärkten oder an Ausschreibungen, wie sie zur Bestimmung der Förderhöhe für PV-Freiflächenanlagen geplant sind. Auf kommunaler Ebene ist die Energiewende z. B. neben der technischen Frage vor allem auch eine Herausforderung an Governance und Prozessorganisation, gerade im Hinblick auf den Wärmebereich. Denn die Kommune ist verschiedenen Einflussphären ausgesetzt und muss einerseits wirtschaftlich agieren und andererseits auch nationale Vorgaben berücksichtigen. Hier gilt es, Hemmnisse in der Interaktion zwischen nationaler und kommunaler Ebene abzubauen.

Diese Herausforderungen könnten bei entsprechenden Anpassungen der Rahmenbedingungen jedoch auch zu neuen Geschäftsfeldern für einzelne Akteure führen.

- So ist es vorstellbar, dass mehr Erzeuger regenerativen Stroms diesen an den Regelenergiemärkten zur Verfügung stellen können, wenn die anzubietenden Losgrößen verringert und Angebotszeiträume verkürzt würden.
- Die Speichernutzung zur Optimierung der Anlagefahrweise bei steigender Volatilität der Strompreise oder zur Kopplung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren ist Gegenstand aktueller Studien und wird mit zunehmendem EE-Ausbau immer relevanter. Hier könnten sich neue Geschäfts- und Kooperationsmöglichkeiten zwischen Erzeugern und Speicherbetreibern ergeben.
- Die Flexibilisierung des Gesamtsystems durch die Anpassung der Nachfrageseite an die dargebotsabhängige Erzeugung kann durch Nutzung der Lastmanagementpotenziale deutlich gesteigert werden [12].

Diese neuen Aufgaben können, wie schon bei der Einführung des EEG im Jahr 2000, einerseits zu möglichen neuen Handlungsebenen der bereits im System etablierten Akteure führen, andererseits aber auch von neuen Akteuren übernommen werden. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung, das Ziel eines effizienten weiteren Ausbaus, die technologischen Entwicklungen und die Notwendigkeit der Flexibilisierung des Systems mittels Speichern, mehr Eigenverbrauch, Lastmanagement und Smart Grid, deuten auf eine neue, einschneidende Veränderung im Energiesystem hin. Gegebenenfalls zeichnet sich also eine weitere Akteurswende auf dem Weg von der Intra-EEG-Phase zur Neo-EEG-Phase ab.

Bibliographie

- [1] EEG, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014).“ 2014.
- [2] trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland,“ 2013.
- [3] Agora Energiewende, „Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?,“ Agora Energiewende, 2013.
- [4] E. Hauser and M. Luxenburger, „Abschlussbericht: Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor,“ IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergie-Systeme, 2011.
- [5] Agora Energiewende, „Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?,“ Agora Energiewende, 2014.
- [6] BNetzA, „Monitoringbericht 2014,“ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Bundeskartellamt, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014.
- [7] U. Leprich, K. Grashof, H. Guss, U. Klann, A. Weber, A. Zipp, P. Bofinger, M. Ritzau, R. Kremp, R. Schemm, and L. Schuffelen, „Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes,“ 2013.
- [8] M. Reeg, K. Nienhaus, N. Roloff, U. Pfenning, M. Deissenroth, S. Wassermann, W. Hauser, W. Weimer-Jehle, T. Kast, and U. Klann, „Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Apr. 2013.
- [9] A. Purkus, E. Gawel, M. Deissenroth, K. Nienhaus, and S. Wassermann, „Der Beitrag der Marktpremie zur Marktintegration erneuerbarer Energien – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, vol. 12, no. 64, 2014.
- [10] D. Schütz and B. Klusmann, Eds., Die Zukunft des Strommarktes. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 2011.
- [11] M. Deissenroth, „Optionale oder verpflichtende Direktvermarktung für Erneuerbare Energien – wer profitiert wie?“ DLR EnergieBlog, 2013.
- [12] H. C. Gils, „Assessment of the theoretical demand response potential in Europe,“ Energy, vol. 67, no. 0, pp. 1–18, 2014.