

Uwe Leprich

Transformation des bundesdeutschen Stromsystems¹

Abstract

Der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien verändert das bundesdeutsche Stromsystem fundamental. Längst schon geht es nicht mehr um ihre Integration in ein an sich bewährtes System, sondern um eine umfassende Transformation dieses Systems. Dabei werden die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien Wind und Solar künftig dieses System prägen und alle anderen Systemoptionen werden sich an ihre Charakteristika anpassen müssen. Die bestehenden Teilmärkte des Stromsektors werden diesen Transformationsprozess teilweise unterstützen können, aber auch sie müssen sich weiter entwickeln. Zudem wird es der Ergänzung durch weitere Teilmärkte bedürfen, die regulatorisch abgesichert und gestaltet werden müssen. Nur eine Mischung aus wettbewerblichen und regulatorischen Ansätzen wird in der Lage sein, die Systemtransformation erfolgreich zu bewältigen (s. auch Brennpunkt in diesem Buch).

1. Einleitung

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft steht erneut vor gewaltigen Veränderungen und Herausforderungen. Nachdem die Umsetzung der Liberalisierung in den letzten 15 Jahren in einem großen Kraftakt bereits zu neuen Strukturen, Akteuren und Institutionen geführt hat, gilt es nun, den Um-

¹ Aktualisierte und ergänzte Version auf der Basis von Leprich (2012 und 2011). Einige der hier verwendeten Fachbegriffe werden am Ende in einem Glossar erläutert.

bau des Stromsystems dahingehend zu organisieren, dass die erneuerbaren Energien künftig die Hauptrolle spielen. Mit dem Energiekonzept von 2010 definierte die Bundesregierung die erneuerbaren Energien als „tragende Säule“ der zukünftigen Energieversorgung. Konkrete Ziele hierfür werden im novellierten Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgelegt:

Danach soll bis 2025 der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 40-45% betragen, 55-60% bis 2035 und mindestens 80% bis 2050 (EEG §1 Abs. 2).

Seit einiger Zeit zeichnet sich immer deutlicher ab, dass der wachsende Anteil erneuerbarer Energien das System fundamental verändert. Hieß es anfangs, die Erneuerbaren müssten „erwachsen“ werden und sich in das bestehende System „integrieren“, setzt sich nunmehr die Erkenntnis durch, dass sich das System selber an die Erneuerbaren anpassen und daher „transformieren“ muss. Und während in der aktuellen Diskussion zum so genannten „Strommarkt-Design“ die Hoffnung mitschwingt, der „Strommarkt“ würde einfache „marktwirtschaftliche“ Lösungen für das Zusammenspiel von erneuerbaren und konventionellen Anlagen sowie für die Versorgungssicherheit quasi inhärent ermöglichen, reflektiert die Bezeichnung „Systemdesign“ die Komplexität des Sektors und bestreitet die Existenz von schlichten Lösungen „aus einem Guss“.

Die große Herausforderung in den nächsten Jahren wird darin bestehen, das Stromsystem so anzupassen und zu ergänzen, dass definierte wettbewerbliche Teilsysteme miteinander verzahnt und regulatorisch abgesichert werden, ohne dabei die Ausbauziele für die Erneuerbaren unter Beachtung der traditionellen Ziele Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz zu gefährden.

2. Zum Charakter der Systemtransformation und zum europäischen Kontext

Der Umbau des Stromsystems hat durchaus den Charakter eines Paradigmenwechsels, da er das bisherige Liberalisierungs-Paradigma in einen neuen Kontext stellt (vgl. dazu ausführlich Leprich 2011). Folgende Leitplanken prägen diesen Umbau:

- Verdrängung von stets verfügbaren Großkraftwerken auf der Basis fossiler und nuklearer Brennstoffe zugunsten deutlich dezentralerer

Anlagen zur Nutzung insbesondere dargebotsabhängiger und fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Sonne (vgl. Becker 2010: 269).

- Daraus folgend Unterordnung aller übrigen Anlagen unter die Dargebotsabhängigkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) und damit verbunden maximale Flexibilisierung dieser Anlagen.
- In der Perspektive stärkere Einbeziehung der Verbraucher für die Erschließung von Flexibilität auf der Nachfrageseite sowie Ergänzung des Systems durch Speichermöglichkeiten.
- Weiterentwicklung der Stromnetze von uni- zu bidirektionalen Netzen und Verknüpfung mit zusätzlichen Steuerungsleistungen für Anlagen und Verbraucher („intelligente Netze“).
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen für Frequenz- und Spannungshaltung und z.B. von Blindleistung zunehmend auch durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Die dadurch charakterisierte Systemtransformation muss aktuell realistischerweise von einer nationalen „Leistungsautarkie“ ausgehen, d. h. die in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten sollten theoretisch zur Deckung der nationalen Höchstlast ausreichen, müssen diese jedoch nicht stets erbringen, da der grenzüberschreitende Stromhandel jederzeit auch zu Importüberschüssen führen kann. Der Grund dafür, diese Importe nicht systematisch für die Abdeckung der Leistungsspitzen einplanen zu können, liegt in der nach wie vor nationalen Verantwortung für die Versorgungssicherheit, die politisch bislang so gewollt ist. Allerdings wäre hier eine stärkere regionale Vernetzung benachbarter EU-Staaten, wie sie beispielsweise im *Pentalateralen Energie Forum* 2005 begonnen wurde (Pentalateral Energy Forum 2005/06), für die Systemtransformation durchaus hilfreich, da durch sie zusätzliche Flexibilität erschlossen würde und z.B. das Ziel der Versorgungssicherheit wohl kostengünstiger erreicht werden könnte. Diesbezügliche aktuelle Kooperationsgespräche zwischen Deutschland und Frankreich sind daher positiv zu bewerten.

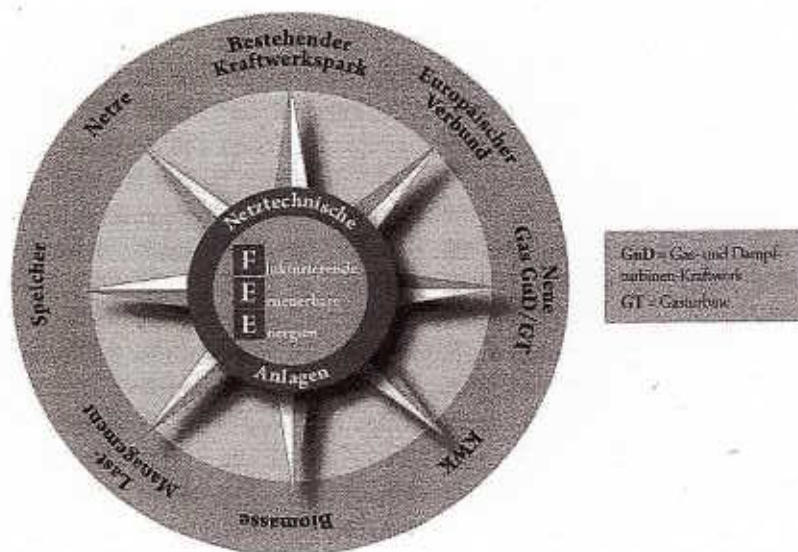
3. Die technischen Komponenten des künftigen Stromsystems

Die Entwicklung des Stromsystems erscheint für eine mittelfristige Perspektive relativ klar: bis zur Hälfte des Stromverbrauchs wird über die

heimischen Energiequellen Wind, Solar, Biomasse und zu einem geringen Anteil mit Wasserkraft gedeckt werden, wobei die FEE-Anlagen Wind und Solar hieran den größten Anteil haben. Ein solcher Ausblick schien vor wenigen Jahren noch völlig undenkbar: vermeintliche Experten ließen sich noch im Jahr 1993 in ganzseitigen Zeitungsanzeigen vernehmen, dass regenerative Energien auch langfristig nicht mehr als 4% unseres Strombedarfs decken könnten (vgl. z.B. die Anzeige „Ihre Stromversorger“ in: DIE ZEIT vom 30 Juli 1993).

Abbildung 1 fasst diese Systemperspektive anschaulich zusammen, welche im Folgenden beschrieben wird.

Abbildung 1: Das künftige bundesdeutsche Stromsystem mit seinen technischen Systemkomponenten



Quelle: Leprich 2013: 375

Die FEE-Anlagen als Herzstück des künftigen Stromsystems

Während es in vielen Teilen der Welt bereits hydro- oder biomassegeprägte Stromsysteme gibt, unterscheidet sich das aufzubauende Regene-

rativsystem in Deutschland davon fundamental: es wird geprägt von Wind- und PV-Anlagen. Dafür gibt es eine Reihe von guten Gründen:

- Diese Anlagen sind selbst in einer geographisch nicht besonders privilegierten Lage wie Deutschland gut geeignet, erhebliche Beiträge zur Stromversorgung zu erbringen.
- Sie haben in der Vergangenheit die vergleichsweise größten Kostendegressionen gemeistert, und es besteht die begründete Aussicht, dass sich diese Degression noch einige Zeit fortsetzt und diese beiden Technologien die kostengünstigsten Stromerzeugungsoptionen überhaupt werden.
- Durch ihren dezentralen Charakter sind sehr viele Akteure in der Lage, diese Anlagen zu errichten und zu betreiben; Akteursvielfalt durch einen breiten energiewirtschaftlichen Mittelstand ist unter Marktmachtgesichtspunkten sehr positiv zu bewerten.
- Ihre Akzeptanz ist im Vergleich zu vielen anderen, insbesondere zentraleren Erzeugungstechnologien sehr hoch; sie lässt sich durch direkte Beteiligungen der Bürger noch weiter steigern.

Die Entscheidung, in Deutschland auf eine sehr weitgehende Nutzung von Wind und PV zu setzen, scheint mittlerweile gefallen zu sein. Offen ist damit nicht mehr das „ob“, sondern das „wie“ bzw. auch das „wie schnell“. Es ist hilfreich, dass zur Erreichung der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien und zur besseren Orientierung der Marktteilnehmer für beide Techniken quantitative Ziele gesetzt werden, die zu vertretbaren Kosten eine möglichst maximale Ausnutzung dieser grenzkostenfreien und klimaverträglichen Energiequellen gewährleisten.²

Netze und Speicher

Ein Stromsystem, das FEE-Anlagen in das Zentrum rückt, benötigt technische Optionen, die unvermeidlichen Schwankungen auszugleichen und

² Die im novellierten EEG verankerten jährlichen Ausbauziele für Wind Onshore (2,5 GW netto) und PV (2,5 GW brutto) erscheinen hier eher knapp bemessen, insbesondere die Bruttogröße für den PV-Ausbau. Zudem hat die Bundesregierung eine Zielsetzung für den PV-Ausbau von 52 GW im Sinne einer Obergrenze ausgegeben, die losgelöst von energiewirtschaftlichen Zusammenhängen äußerst willkürlich erscheint.

die Versorgungssicherheit auch dann zu gewährleisten, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint.

Eine naheliegende Möglichkeit ist zunächst der großflächige Ausgleich über die Stromnetze. Je besser die geographische Durchmischung der Anlagen, desto höher sind die gegenseitigen Ausgleichseffekte. Daher hat der Netzausbau zu Recht eine hohe Priorität, zumal es meist die kostengünstigste Möglichkeit ist, Schwankungen im Dargebot auszugleichen.

Im Fokus stehen dabei zunächst die Übertragungsnetze als Hauptschlagader des Systems; sie verantworten den Transport auf der Höchstspannungsebene (380 kV) über weite Strecken und sind zentral für die Systemsicherheit. Ihr Ausbau ist in den letzten Jahren nur schleppend vorangekommen, was zum einen an sehr langen Antrags- und Genehmigungsverfahren, zum anderen an lokalem Widerstand gegen einzelne Trassen lag (vgl. Bundesnetzagentur 2011/03). Eine Rolle dürfte auch die lange Zeit fehlende eigentumsrechtliche Trennung zwischen Übertragungsnetzen und Großkraftwerken gespielt haben, da die Energiekonzerne als Besitzer von beidem wenig Interesse daran hatten, die Bahn für die erneuerbaren Energien frei zu machen. Seit dem Verkauf der Netze von E.ON und Vattenfall und dem Teilverkauf des RWE-Übertragungsnetzes hat sich die Interessenlage hier deutlich verbessert.

Die bei weitem meisten EE-Anlagen speisen ihren Strom in das Verteilernetz ein, die daher ebenfalls ausgebaut werden müssen. Hier haben sich die Netzbetreiber – im Wesentlichen die Stadtwerke und Regionalversorger – seit dem Jahr 2005 daran gewöhnen müssen, dass die Netzentgelte, staatlich reguliert werden. Die damit einhergehende Kostenkontrolle war in den letzten Jahren relativ scharf und die Kostenanerkennung von Investitionen mit Unsicherheiten behaftet, so dass es auch hier zu Verzögerungen gekommen ist. Mittlerweile scheint sich die Situation zu beruhigen, und die Verteilnetzbetreiber sind verstärkt dabei, ihre Hausaufgaben zu machen und die Netze für die erneuerbaren Energien zu ertüchtigen. Insgesamt erscheint die Vorstellung einer nationalen oder gar europäischen „Kupferplatte“ jedoch unrealistisch; insofern wird man seitens der EE-Anlagen stets ein Einspeise- bzw. Engpassmanagement bei Netzrestriktionen ins Kalkül ziehen müssen.

Wegen des fluktuierenden Charakters von Wind und Solar könnte man schnell auf den Gedanken kommen, dass für ihren Ausgleich Stromspeicher notwendig wären. Dabei werden jedoch einerseits die Aus-

gleichseffekte der Erneuerbaren selbst übersehen, die durch ausreichende Netze erschlossen werden können, andererseits auch die Flexibilität, die bereits heute im System vorhanden ist. Aktuell ist man sich im wissenschaftlichen Bereich relativ einig, dass bis zu einem Anteil von 40% erneuerbare Energien keine zusätzlichen Speicher notwendig sind, wenn die bereits bestehende Flexibilität genutzt und noch mögliche neue erschlossen wird (vgl. dazu z.B. VDE 2012).

Allerdings ist klar, dass auf dem Weg zu einem 100% erneuerbaren Stromsystem neue Stromspeichersysteme notwendig sind. Umstritten ist aktuell jedoch, welche Speicher das sein können. Eine mögliche Option ist das Anzapfen der riesigen norwegischen Wasserspeicher („Norwegen als Batterie Europas“), vorausgesetzt die entsprechenden Leitungen werden durch die Nord- und Ostsee gelegt. Eine weitere Möglichkeit ist die Umwandlung von regenerativem Überschussstrom in Wasserstoff und dann in Methan mit der Möglichkeit, dieses im Gasnetz einzuspeichern („power to gas“). Schließlich könnten auch neue Akku- und Batteriekonzepte einen Beitrag zur dezentralen Speicherung von Strom leisten – sei es in den Kellern der Haushalte, sei es in Elektrofahrzeugen oder in Trafostationen. Möglicherweise wird sich am Ende auch eine Mischung aus zentralen und dezentralen Speichern durchsetzen. Wichtig ist, dass heute im Speichersegment die Forschung und Entwicklung vorangetrieben wird, damit die Optionen morgen zur Verfügung stehen.

Die Flexibilitätsoptionen

Zur Flankierung und zum Ausgleich der schwankenden Beiträge der FEE werden flexible Optionen als Lückenfüller benötigt. Wie die Abbildung 1 zeigt, stehen hier sehr unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung: zunächst natürlich der bestehende konventionelle Kraftwerkspark, der dabei ist, sich immer stärker zu flexibilisieren. Aber auch die KWK-Anlagen, die mit fossilen Energien oder Biomasse betrieben werden, bieten z.B. bei einer Nachrüstung mit Wärmespeichern neue Flexibilität. Beim Neubau von Kraftwerken kommen in erster Linie Gaskraftwerke in Frage, die eine deutlich höhere Flexibilität als Kohlekraftwerke aufweisen und zudem kostengünstiger zu errichten sind. Darüber hinaus gibt es auch bei den Verbrauchern selbst Möglichkeiten, Lasten zu verschieben und damit einen Systemausgleich zu erbringen, wenn auch derzeit eher

bei industriellen und großen gewerblichen Verbrauchern. Hinzu kommen zusätzliche Nachfrageelastizitäten durch eine stärkere Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärmesektor und der Nutzung von Überschussstrom zur Brennstoffeinsparung („power-to-heat“). Schließlich sind über die bereits diskutierten Flexibilitätsoptionen Speicher und Infrastrukturen/Netze hinaus auch die grenzüberschreitenden Ausgleichsmöglichkeiten im europäischen Verbund stärker und systematischer zu analysieren, um auf Dauer Überkapazitäten und Fehlinvestitionen zu vermeiden.

Systemdienstleistungen

Für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung, Bereitstellung von Blindleistung und Netzwiederaufbau stehen heute im wesentlichen Großkraftwerke als netztechnische Anlagen zur Verfügung.

Der gesetzlich bedingte Einspeisevorrang der EE und die zukünftige Rolle der FEE als Grundpfeiler der Regenerativwirtschaft bedingen jedoch, dass der Stromsektor danach ausgerichtet werden sollte, dass auch die netztechnischen Notwendigkeiten sukzessive von FEE-Anlagen und den Flexibilitätsoptionen übernommen werden können. Da die FEE-Anlagen hohe Investitionskosten und vergleichsweise niedrige Grenz- bzw. Betriebskosten aufweisen, sollte (unter Beachtung der jeweiligen technischen Möglichkeiten) darauf geachtet werden, dass die Fähigkeit zur Erbringung der verschiedenen Systemdienstleistungen bereits bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt wird. Die Devise für die FEE-Anlagen sollte demnach, soweit möglich, ‚operate-and-serve‘ lauten,³ das heißt, dass sie gerade wegen ihres Nutzungsvorranges systemdienlich ausgelegt werden sollten.

Insgesamt ist das künftige Stromsystem demnach technisch charakterisiert durch das Zusammenspiel von FEE-Anlagen, Flexibilitätsoptionen und Infrastrukturen/Netzen zur sicheren Abdeckung der Nachfragelast sowie zur Erbringung der notwendigen Systemdienstleistungen.

³ Im Unterschied zu einem „operate-and-forget“-Verhalten.

4. Das ökonomische Design des künftigen Stromsystems

Abbildung 2 fasst die Ausgangsüberlegung zum künftigen Stromsystemdesign zusammen.

Abbildung 2: Finanzierungssegmente des künftigen Stromsystems



Quelle: Leprich 2013: 376

Die Kernfrage im Hinblick auf die ökonomische Ausgestaltung des künftigen Stromsystems lautet, wie die beschriebenen Systemkomponenten finanziert werden sollen. Hier lassen sich zunächst wiederum grob vier Teilsegmente unterscheiden:

- 1) Ein verlässlicher Refinanzierungsmechanismus für FEE-Anlagen mit Grenzkosten nahe Null, insbesondere für Windanlagen und PV, aber auch für große Teile der Laufwasserkraft.

- 2) Dispatchmärkte⁴ für den optimalen Einsatz bereits bestehender Anlagen; hier sind insbesondere die Großhandelsmärkte mit Spot- und Terminmärkten und die Regelenenergiemärkte zu unterscheiden.
- 3) Kapazitätsmechanismen für Flexibilitätsoptionen zur Honorierung von Leistungsvorhaltung und damit zur Sicherung der Versorgung.
- 4) Finanzierung der benötigten Systemdienstleistungen durch netzbezogene Anlagen, im Wesentlichen über die Netzentgelte.

Keines dieser vier Teilsegmente scheint aus heutiger Sicht entbehrlich; die vielfältigen Interdependenzen zwischen den Segmenten sind allerdings sehr sorgfältig zu analysieren, um robuste Aussagen über ihre konkrete Ausgestaltung machen zu können.

Finanzierungsmodelle für FEE-Anlagen

Es erscheint aus mehreren Gründen als sehr unwahrscheinlich, dass die FEE-Anlagen grundsätzlich in der Lage wären, sich über die Dispatchmärkte zu refinanzieren. Der wichtigste Grund ist im Merit-Order-Effekt zu sehen, der nicht nur dafür sorgt, dass auf dem preissetzenden Spotmarkt die Preise durch die FEE-Erzeugung tendenziell nach unten gedrückt werden, sondern auch die spezifischen Marktwerte für die FEE-Anlagen kontinuierlich sinken lässt (vgl. dazu Kopp u.a. 2012/12), wobei der Marktwert definiert ist als das Verhältnis der durchschnittlichen Verkaufserlöse pro kWh der jeweiligen FEE-Anlagenkategorie zum durchschnittlichen (Spot-) Marktpreis. Es erschiene auch einigermaßen überraschend, wenn die Brennstoffkosten des letzten noch benötigten Kraftwerks zufällig immer ausreichen würden, die Kapitalkosten von FEE-Anlagen zu refinanzieren.⁵

Die Konsequenz aus dieser Erkenntnis besteht darin, dass es zwingend notwendig ist, ein eigenständiges Finanzierungsmodell für FEE-Anlagen

⁴ Der Begriff „Dispatchmärkte“ fasst diejenigen elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte zusammen, die den optimalen Einsatz bestehender Anlagen koordinieren. Er grenzt sich damit von möglichen zukünftigen Märkten ab, die den Neubau von Anlagen koordinieren.

⁵ In Einzelfällen mag dies durchaus möglich sein, z.B. in einem Land mit exzellenten Windbedingungen, wo Gasturbinen mit relativ hohen Brennstoffkosten die einzigen Backup-Kapazitäten darstellen.

vorzusehen, das die Erreichung der politischen Ausbauziele einigermaßen zuverlässig garantiert. Bei diesen Modellen handelt es sich daher mitnichten um eine „Subvention“, sondern um eine Ergänzung der bestehenden Märkte, die aus den geschilderten Gründen nicht in der Lage sind und dafür auch nicht konzipiert wurden, die Refinanzierung von FEE-Anlagen zu ermöglichen.

Letztlich geht es darum, die unterschiedlichen Finanzierungsmodelle für erneuerbare Energien gegeneinander abzuwägen und diejenigen auszuwählen, die aller Voraussicht nach besser geeignet sind, die mittel- und langfristigen Ausbauziele effektiv und kosteneffizient unter Beachtung weiterer wesentlicher Beurteilungskriterien zu erreichen. Die folgende Abbildung 3 gibt einen Überblick über die Gesamtheit der gegenwärtig diskutierten Modelle.

Bei der Abwägung zwischen den unterschiedlichen Modellen geben folgende Argumentationen eine erste Orientierung:

- Sämtliche technologieneutralen Finanzierungsmodelle sind insbesondere aus zwei Gründen den technologiespezifischen unterlegen: zum einen sind sie nicht kosteneffizient, da sie die Vergütungen bzw. Prämien nicht differenzieren und demzufolge unnötig hohe Gewinne („Produzentenrenten“) gewähren. Zum anderen verengen sie das Technologiespektrum erheblich und laufen Gefahr von kostspieligen Technologiesprüngen, wenn das Potenzial der aktuell genutzten Technologien ausgeschöpft ist und dann keine weiteren Technologien bereit stehen. Aus diesen Gründen sollten diese Modelle frühestens dann in Erwägung gezogen werden, wenn sich die Kosten eines ausreichend breiten Technologie-Portfolios einander angenähert haben.
- Sämtliche technologiespezifischen und möglicherweise regional differenzierten Prämienmodelle setzen auf Vermarktung der erneuerbaren Energien in den bestehenden Teilmärkten, insbesondere in den Großhandelsmärkten. Sie unterscheiden sich dadurch, dass sie unterschiedlich stark darauf angewiesen sind bzw. angereizt werden, Erlöse aus den Vermarktungsaktivitäten zur Finanzierung der Anlagen zu erzielen. Während bei der gleitenden Marktpremie diese Notwendigkeit begrenzt ist und die Vermarktung lediglich – wenn überhaupt – einen kleinen Zusatzlös verspricht, besteht bei der fixen Kapazitätsprämie ein starker Anreiz und je nach Prämienhöhe eine erhebliche Notwendigkeit, den Strom aus den EE-Anlagen bestmöglich zu vermarkten.

Abbildung 3: Finanzierungsmodelle für erneuerbare Energien

Einspeisevergütung						Prämienmodelle						Prämienmodelle						Quelle
phys. Wälzung		streuhändische Vermarktung		Marktprämie (in ct/kWh)		Fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		Fixe Marktprämie (in ct/kWh)		Fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)								
				gelblich		fix (ex-ante)												
				admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung					
				Einspeiseleg		Einspeiseleg		Einspeiseleg		Einspeiseleg		Einspeiseleg						

Quelle: Leprich u. Klann 2014: 74

Je nach Intensität des Vermarktungsdruckes weisen sämtliche Prämienmodelle Investitionsrisiken auf, die sich in unterschiedlich hohen Risiko-
prämien niederschlagen und dadurch die Finanzierung gegenüber dem
risikoarmen Modell der Einspeisevergütung verteuern.

Das EEG und dessen Vorläufer – das Stromeinspeisegesetz – sind die
Grundlagen für die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien
und damit auch der FEE-Anlagen.

Exkurs: EEG 2.0

Nachdem das EEG mehr als zwei Jahre lang in den Medien und der Poli-
tik zerredet und diskreditiert wurde, war der Boden bereitet für eine
„grundlegende“ Reform, der man nicht müde wurde zu betonen.

Wenn man einmal davon ausginge, dass über das mittel- und langfris-
tige Ausbauziel für die erneuerbaren Energien in Deutschland Konsens
bestünde und dass man letztlich nur darüber streitet, welches der „beste“
Weg sei, dieses Ziel zu erreichen, könnte der Streit sehr nüchtern geführt
werden. Man wird zunächst einmal klären wollen, welche Kriterien mit
welcher Gewichtung erfüllt sein müssen, um den Weg zur Zielerreichung
als den „besten“ zu adeln. Während traditionelle Ökonomen das Krite-
rium der ökonomischen Effizienz häufig verabsolutieren und keine wei-
teren Kriterien gelten lassen wollen, emanzipieren sich immer mehr Wis-
senschaftler von diesem faktischen Diktat der Ökonomie und weisen
Kriterien wie Effektivität, Praktikabilität, Akzeptanz oder Akteursvielfalt
einen mindestens gleichberechtigten Stellenwert bei der Bewertung der
möglichen Wege zu.

Doch genau hier liegt die Schwierigkeit: indem es den traditionellen
Ökonomen in den letzten Dekaden gelungen ist, dem Markt eine quasi-
religiöse Aura zu verleihen, der im Sinne der unsichtbaren Uralt-Hand
eines Adam Smith alles zu seinem Besten zusammen fügt, haben sie fak-
tisch die Hegemonie über den Diskurs „bester Wege“ erlangt.

Diese Hegemonie zeigt sich beim novellierten EEG 2.0 einerseits in
einer neuen Zuordnung von Risiken zu potenziellen Investoren: Decke-
lungen, Abregelungsvorschriften, Kürzung von Entschädigungen bei Ab-
regelungen und ein bereits fest annoncierter radikaler Systemwechsel
mögen vielleicht geeignet sein, in Lehrbuch-Strommärkten Risiko-Asym-
metrien zu beseitigen, ob auf dieser Grundlage jedoch jährlich die zur
Zielerreichung notwendigen 6.000 MW EEG-Anlagen in Deutschland
errichtet werden, darf mit Fug und Recht bezweifelt werden. Auf der
anderen Seite unterwirft sich das EEG 2.0 mit der Einführung einer ver-
pflichtenden Direktvermarktung und in der Perspektive von wettbewerb-
lichen Ausschreibungen direkt dem Mythos Markt und unter die ihn hul-
digende Europäische Kommission. Stattdessen hätte man im EEG 2.0 mit
nachvollziehbaren Anpassungsmechanismen an wichtige Kostentreiber
auch das hocheffektive Modell der festen Einspeisevergütung weiter op-
timieren können, und mit einem intelligenten Portfolio-Ansatz bei den
Vertrieben (s. dazu Kapitel 4) wäre die Systemintegration der Erneuer-
baren deutlich stärker in den Fokus gerückt worden, um nur zwei Bei-
spiele zu nennen.

Offensichtlich fehlt es der Politik jedoch an der Courage, sich selbst-
bewusst zur politischen Gestaltung der Jahrhundertaufgabe Energie-
wende zu bekennen; stattdessen stiehlt man sich mit vermeintlichen
Marktlösungen aus der Verantwortung.

Diese fehlende Courage zeigt sich auch bei der Verfolgung einer wei-
teren Zielsetzung der Novellierung, der Stabilisierung der bekanntlich
wenig aussagekräftigen EEG-Umlage: während einerseits die Privilegie-
rung eines großen Anteils des industriellen Stromverbrauchs kaum an-
getastet wird, opfert man die vermeintlich teure Biomasse als perspekti-
vische Säule zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen offensich-
tlich den bestehenden Kohlekraftwerken, die sich auf diese Weise länger
im System werden halten können.

Schließlich destabilisiert man mit dem novellierten EEG eine bislang
tragende Säule der Energiewende: die breite Beteiligung von Klein-
investoren wie Privatleuten, Landwirten oder Bürgergenossenschaften.

Waren diese Akteure bislang verantwortlich für knapp die Hälfte aller Investitionen in EEG-Anlagen, werden ihnen u.a. mit neuen Deckelungen, dem Ausliefern an Direktvermarkter und den rasch drohenden Ausschreibungen hohe Hürden aufgebaut, die ihr weiteres Engagement als sehr unwahrscheinlich erscheinen lassen.

Insgesamt hat das novellierte EEG das Potenzial, zu einem ersten Sargnagel für die Energiewende in Deutschland zu werden, wenn es nicht bald erneut novelliert wird und dann die Weichen konstruktiv für die weitere Gestaltung der Regenerativwirtschaft stellt.

Ende Exkurs

Weiterentwicklung der Dispatchmärkte

Die unter dem Obergriff Dispatchmärkte zusammen gefassten Großhandels- und Regenergiemärkte wurden mit der Einführung der Liberalisierung so ausgestaltet, dass sie zu einem ökonomisch optimalen Einsatz von Bestandsanlagen führen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Grenzkosten dieser Anlagen deutlich größer als Null sind, sich aber von Anlage zu Anlage unterscheiden. Bedingt durch die gute Planbarkeit fossilen Kraftwerkseinsatzes und die Risikoscheu der Lieferanten liegt der Schwerpunkt des Großhandels bis heute auf den OTC⁶- und Terminmärkten, während der Spotmarkt insbesondere der Kurzfristoptimierung des Anlageneinsatzes dient.

Durch den immer größer werdenden Anteil grenzkostenfreien FEE-Stroms jedoch werden kurzfristige Handelsgeschäfte und damit der Spotmarkt immer wichtiger. Daher ist seine Weiterentwicklung im Sinne einer besseren Harmonisierung mit den Charakteristika der FEE-Anlagen notwendig. Dazu gehören insbesondere eine Verkürzung der Handelszeiträume und eine Verbesserung der Marktzutrittsbedingungen für Kleinanlagen.

⁶ Over-the-counter – außerbörslicher Handel

Kapazitätsmechanismen

Ein Mechanismus für die Vergütung von Kapazitätsvorhaltung ist perspektivisch notwendig, da das im Kern meritokratische Gut Versorgungssicherheit mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht „nebenbei“ über die bestehenden Märkte finanziert werden kann. Damit würde der „blinde Fleck“ der Liberalisierung beseitigt, den theoretisch arbeitende Ökonomen mit Hilfe unrealistischer Preisausschläge am Spotmarkt wegdefiniert hatten (vgl. z.B. Weber 2005: 490), und der erst jetzt durch den sukzessiven Abbau der Überkapazitäten sichtbar geworden ist.

Die Ausgestaltung eines solchen Mechanismus sollte aufgrund der Wechselwirkungen mit den Dispatchmärkten und den Risiken hoher Mitnahmeeffekte und Marktmachtausübung allerdings sorgfältig bedacht werden. Bestandskraftwerke, und hier vor allem solche, die vor der Liberalisierung des Stromsektors ohne Finanzierungsrisiken gebaut wurden, sollten nicht in den Genuss zusätzlicher Zahlungen kommen.

Zusätzlich ist sehr genau zu prüfen, ob Kraftwerke, die nicht mit den Flexibilitätsanforderungen des künftigen Stromsystems kompatibel sind, ein Entgelt für die Vorhaltung von Kapazitäten bekommen sollen oder ob dadurch nicht der Strukturwandel im Kraftwerkspark zusätzlich erschwert würde (zu solchen Lock-in-Effekten vgl. Matthes u.a. 2013).

Bevor jedoch eine solche grundlegende Ergänzung des Stromsystems ins Auge gefasst wird, liegt es nahe, die bereits vorhandenen „Kapazitätsmechanismen“ zu nutzen und weiter zu entwickeln:

- Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) soll den weiteren Ausbau von KWK-Anlagen in Deutschland ermöglichen mit dem Ziel, im Jahr 2020 einen Anteil von 25% an der gesamten Stromerzeugung zu erreichen. Von diesem Ziel sind wir aktuell noch weit entfernt, insofern besteht beim KWKG-Gesetz dringender Novellierungsbedarf. Bei einer solchen zeitnah anzugehenden Novelle wäre insbesondere darauf zu achten, dass bestehende und neue KWK-Anlagen künftig als Ergänzung von FEE-Anlagen eingesetzt werden können und daher entsprechende Flexibilität aufweisen sollten. In diesem Sinne ist das KWKG als wichtigster Kapazitätsmechanismus anzusehen.
- Die Biomasse wird im novellierten EEG zu einem Auslaufmodell degradiert. Da sie in aller Regel in KWK-Anlagen eingesetzt wird und zudem der einzige steuerbare erneuerbare Energieträger von Relevanz ist, sollte diese Entscheidung möglichst rasch revidiert werden. Viel-

mehr sollten insbesondere die bestehenden Biomasse-/Biogasanlagen in die Lage versetzt werden, durch zusätzliche Investitionen in z.B. Wärme- oder Gasspeicher in Verbindung mit der Installation zusätzlicher BHKWs Flankierungsbeiträge zu FEE-Anlagen zu erbringen. Das zu novellierende KWKG sollte daher explizit auch die Biomasse adressieren.

- Die bestehende Lastabschaltverordnung vom Dezember 2012 sollte dahingehend weiter entwickelt werden, dass größere Lastmanagementpotenziale als bisher in Industrie und Gewerbe adressiert werden.
- Der grenzüberschreitende Stromaustausch und damit verbunden die grenzüberschreitende Absicherung von Kapazitätsengpässen sollte weiter ausgebaut werden, um die vorhandene zusätzliche Flexibilität nutzen zu können.

Hinzu kämen Aktivitäten im Bereich der Stromeffizienz wie z.B. ein flächendeckender Ersatz von Nachtspeicherheizungen, die ebenfalls den Bedarf an neuen Kapazitäten zur Sicherung der Versorgung verringern bzw. zeitlich verschieben können.

Insgesamt bedarf ein Stromsystem, das wesentlich durch FEE-Anlagen geprägt ist, einer Flankierung durch Kapazitätsvorhaltungen, die finanziert werden müssen. Welche Kapazitäten dabei wie finanziert werden, ist eine Frage, die in den nächsten Jahren politisch beantwortet werden muss.

Netzbezogene Anlagen

Netzbezogene Anlagen, die für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vorgesehen sind, werden über die Netzentgelte finanziert – i.d.R. über die Entgelte für die Übertragungsnetze. Die Bereitstellung wird zum Teil wettbewerblich organisiert, um die Kosten dafür transparent zu halten und zu minimieren. Für die Bereitstellung von Regelenergie beispielsweise wurden Regelenergiemärkte geschaffen, die sich je nach Fristigkeit des Bedarfs in Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreservemärkte unterteilen.

Für die Bereitstellung von Blindleistung sowie die Absicherung der Schwarzstartfähigkeit zahlen die Netzbetreiber direkt an die jeweiligen Anlagenbetreiber; hier sind wettbewerbliche Regelungen nur schwer vorstellbar.

Interdependenzen und Konvergenzen

Die vier beschriebenen Finanzierungssegmente des Stromsystems sind stets simultan zu betrachten, wenn es um die Finanzierung konkreter Systemoptionen geht. So werden Flexibilitätsoptionen auf Zahlungsströme aus den Dispatchmärkten und Kapazitätsmechanismen zurückgreifen, wobei auch eine Teilfinanzierung aus Netzentgelten nicht völlig ausgeschlossen scheint. Auch FEE-Anlagen können grundsätzlich Teilerträge auf den Dispatchmärkten Erlösen, vorausgesetzt sie haben Zugang zum Spotmarkt und zu den Regelenergiemärkten.

Eine Erweiterung der Regelenergiemärkte um Reservemärkte könnte die Kapazitätsmechanismen entlasten, genauso wie Kapazitätsszahlungen den Umfang des FEE-Finanzierungsmodells reduzieren könnten.

Im Gesamtsystem können die Finanzierungsansätze grob wie folgt sortiert werden:

- wettbewerbliche Nachfragemärkte: Großhandelsmärkte, evtl. Kapazitätsmechanismen
- wettbewerblich-administrierte Märkte (v.a. Ausschreibungen): Regelenergiemärkte, evtl. Kapazitätsmechanismen
- öffentlich administrierte Finanzströme: für FEE-Anlagen, für Systemdienstleistungen netzbezogener Anlagen außer Regelenergie, für Netze

Grundsätzlich kann zu den beschriebenen Finanzierungssegmenten noch ein „Zahlungsstrom“ direkt vom Endkunden dazu kommen: der Eigenstromverbrauch. Dieser wird jedoch letztendlich quersubventioniert, insbesondere durch eine Umverteilung von Kosten (im Rahmen der Umlagen wie z.B. für Netzentgelte oder Offshore Wind) bzw. staatliche Einnahmeverluste (Umsatzsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgabe). Zudem ist zu beachten, dass die Aufgaben, für welche die Umlagen und staatlichen Abgaben erhoben werden, sich größtenteils nicht durch den Eigenstromverbrauch verringern oder von den Eigenstromverbrauchern weniger in Anspruch genommen werden. Eigenstromverbraucher verlassen sich beispielsweise weiterhin ganztagig auf die verlässliche Netzstromversorgung, auch wenn sie stundenweise keine Netzentgelte bezahlen. Insofern ist der Eigenstromverbrauch keine tragfähige systemische Lösung für die Finanzierung von Anlagen.

5. Vertriebe als Transformations- und Integrationsakteure

Seit dem Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismus-Verordnung („Ausgl MechV“) am 1.1.2010 wird der über das EEG vergütete Strom aus EEG-Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern treuhänderisch „unlimitiert“, d.h. am unteren Preislimit am Spotmarkt verkauft. Dieses Vorgehen ermöglicht einerseits, den Einspeisevorrang der EE im Stromgroßhandel umzusetzen, und andererseits, die EEG-Strommengen problemlos zu vermarkten. Damit liegt implizit die „Verantwortung“ für den Ausgleich der Fluktuation bei den Teilnehmern des Spotmarktes, insbesondere bei den dort agierenden Erzeugern. Diese vermarkten ihre Kraftwerksproduktion mit einigen Monaten oder Jahren Vorlauf in den Terminmärkten, wobei die Stromvertriebe als Nachfrager fungieren. Gegenwärtig lassen sich für diese Vorgehensweise gemäß der Ausgl MechV mindestens vier Nachteile ermitteln:

- Die ÜNB als Vermarkter des sich nicht in der Direktvermarktung befindenden EEG-Stroms nehmen eine Aufgabe wahr, die ihnen im Rahmen der Liberalisierung des Stromsektors nicht zugedacht war und die nicht zu ihrer Kernkompetenz gehört.
- Die Vertriebe als Marktakteure im Stromsektor haben direkt nichts mit den erneuerbaren Energien zu tun und beschaffen ihr Portfolio im Wesentlichen über bilaterale OTC-Verträge oder die Terminmärkte. Dadurch sind sie nicht direkt gezwungen, sich mit der Systemintegration der fluktuierenden erneuerbaren Energien oder der Bereitstellung der notwendigen Flexibilität auseinanderzusetzen und sie in ihr Beschaffungsverhalten einzubeziehen.
- Die Flexibilität wird vor allem von Kraftwerken bereitgestellt, die im Rahmen einer täglichen make-or-buy-Entscheidung Gewinne im Vergleich zum Terminmarkt erzielen können. Dies funktioniert jedoch nur im Rahmen der Flexibilitätsgrenzen des gegenwärtig bestehenden Kraftwerksparks. Fraglich ist, inwieweit hierdurch Ansätze geschaffen werden, vor allem flexible Kraftwerkstypen zu betreiben oder die Inanspruchnahme lastseitige Flexibilität zu fördern.
- Durch den Verkauf der EEG-Mengen am Spotmarkt und die Finanzierung des Deltas über die EEG-Umlage hängt die Höhe dieser Umlage unmittelbar von den erzielbaren Preisen am Spotmarkt ab (sog. „EEG-Umlagen-Paradoxon“). Der Merit-Order-Effekt am Spotmarkt trägt so

zu einer Erhöhung der EEG-Umlage bei, was sehr schwer zu kommunizieren ist und zudem diejenigen Endkunden benachteiligt, bei denen sich der Merit-Order-Effekt nur sehr abgeschwächt über die Termin- und OTC-Märkte niederschlägt.

Das *Institut für ZukunftsEnergieSysteme* (IZES) hat einen weitergehenden Vorschlag für einen neuen Finanzierungsmechanismus vorgelegt, der auf die folgenden drei Säulen beruht (vgl. IZES 2011/11; IZES, Energy Brainpool 2014/07):

- Zugunsten eines maximalen Pool-Effekts und der Optimierung der Prognosequalität und -kosten bietet es sich an, den Strom aus FEE-Anlagen weiter bundesweit einzusammeln und zu einem gemeinsamen FEE-Lastprofil zu verdichten. Dies betrifft zu-nächst vor allem Wind Onshore und PV, aber auch große Teile der Laufwasserkraftwerke, die ebenso grenzkostenfrei und kaum langfristig präzise prognostizierbar sind. Ein möglicher Eigenverbrauch aus diesen Anlagen ist davon unbenommen, da er lediglich die Nachfragelast der Kunden korrigiert. Die Rolle des Einsammelns haben aktuell die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) inne. Ob sich hier ein neuer zentraler Akteur anbietet, kann zunächst offen bleiben.
- Das nationale FEE-Lastprofil wird anteilig, d.h. gemessen am Absatz, den Stromlieferanten (also den Vertrieben) zugewälzt. Dieses Wälzen erfolgt viertelstündlich. Dadurch fällt den Vertrieben die Aufgabe zu, künftig ihre Residuallast als Differenz von Kundenlast und anteiligem FEE-Lastprofil zu decken. Das hat u.a. zur Folge, dass das Vertriebsgeschäft erheblich kurzfristiger wird und der Spotmarkt und hier vor allem der Intraday-Markt künftig an Gewicht gewinnen.
- Die Vertriebe bezahlen für das FEE-Lastprofil einen Preis, der den durchschnittlichen EEG-Vergütungskosten der im Profil enthaltenen Anlagen entspricht. Die Vergütungen werden nach wie vor gesetzlich festgelegt.

Ein Hauptunterschied zu der bis 2009 herrschenden Wälzung besteht also darin, dass die Vertriebe für Ist-Viertelstundenprofile zahlen, nicht für Monatsbänder, die aufwändig, fremdbestimmt und mit hohem Prognoseisiko aus Profilen veredelt wurden.

Daraus ergeben sich eine Reihe erwünschter Nebeneffekte: Der Vorschlag wirkt einer zu kleinräumigen und damit volkswirtschaftlich ge-

sehen suboptimalen Optimierung von FEE-Anlagen – z.B. als Teil von virtuellen Kraftwerken – entgegen. Die Vertriebe werden zu wichtigen Energiewende-Akteuren aufgewertet, indem sie in ihren Strom-Bilanzkreisen eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausgleichs- und Integrationsleistung erbringen. Des Weiteren organisieren sie als Marktakteure einen wettbewerblichen Suchprozess für dezentrale Flexibilitätsoptionen in einem Residuallastmarkt. Zugleich sind sie gezwungen, systematisch den fortschreitenden Systemwandel in ihren Beschaffungsstrategien vorauszudenken.

Die Position der ÜNB hingegen reduziert sich wieder auf ihre Marktrolle als neutrale Infrastrukturdienstleister und Systemverantwortliche. Damit würde die derzeitige treuhänderische Vermarktungsfunktion der EEG-Anlagen am Spotmarkt beendet.

Der Vorschlag schafft zudem die EEG-Umlage faktisch ab. Die sinkenden spezifischen Kosten der erneuerbaren Energien spiegeln sich in sinkenden Preisen für den abzunehmenden FEE-Strom wider. Ob die Vertriebe diesen Kostenblock für das FEE-Lastprofil separat ausweisen oder nicht, bleibt ihnen überlassen.

Leider wurde dieser Vorschlag in der aktuellen EEG-Novelle nicht aufgegriffen und stattdessen die Direktvermarktung verpflichtend für (fast) alle EEG-Anlagenbetreiber vorgeschrieben. Lediglich eine noch auszufüllende Verordnungsermächtigung für ein System zur Grünstromvermarktung (§ 96 Satz 6 EEG) bietet künftig die Möglichkeit, die Vertriebe stärker mit EE-Integrationsaufgaben zu betrauen.

6. Ausblick

Die Transformation des Stromsystems verlangt eine Neujustierung des Verhältnisses zwischen wettbewerblicher Selbstorganisation und staatlicher Rahmenplanung. Zweifellos bildet das Finanzierungsmodell für FEE-Anlagen und seine Verzahnung mit den anderen Finanzierungssegmenten den Kern des Systems, wobei er nicht losgelöst von den politischen Ausbauzielen für erneuerbare Energien gestaltet werden kann. Hier geht die Novelle des EEG sicherlich in die falsche Richtung.

Die stärkere Anpassung der Dispatchmärkte an die Charakteristika der Erneuerbaren ist durch untergesetzliche Regelungen seitens der Strombörsen und der Bundesnetzagentur möglich, ebenso eine mögliche Er-

weiterung der Regelernergie- um Reservemärkte. Die konkrete Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen, die in erster Linie Versorgungssicherheit jenseits der bestehenden Teilmärkte garantieren sollen, hängt davon ab, inwieweit hier die unterschiedlichen Optionen gegeneinander konkurrieren sollen bzw. inwieweit die Politik einzelne Optionen als gesetzt betrachtet und sie über separate Gesetze und Verordnungen absichert. Als Leitplanke für die Selektion dieser ergänzenden Flexibilitätsoptionen könnte ihre Kompatibilität mit den mittel- und langfristigen Klimaschutzzielen sowie den Ausbauzielen für erneuerbare Energien dienen.

Literaturverzeichnis

- Becker, P. (2010): Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne, Bochum: Ponte Press.
- Bundesnetzagentur (2011/03): Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, Bonn.
- IZES (2011/11): Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor, Untersuchung für das Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- IZES (2012/11): Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, Saarbrücken. Online: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf
- IZES, BET, Bofinger, P. (2013/10): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Gutachten für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Stuttgart.
- IZES, Energy Brainpool (2014/07): Wettbewerbliche Markt- u. Systemintegration Erneuerbarer Energien, Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien.
- Kopp, O. u.a. (2012/12): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 36, Heft 4, S.243-255.
- Leprich, U. (2011): Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem, in: Dietmar Schütz und Björn Klusmann (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes, Bochum: Ponte Press, S.11-36.

- Leprich, U. (2012): Transformation des bundesdeutschen Stromsystems im Spannungsfeld von Wettbewerb und regulatorischem Design, in: ZNER – Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 2/2013, S. 101-106.
- Leprich, U. (2013): „Energiewende durch Erneuerbare Energien. Herausforderungen und Lösungsansätze für die Neugestaltung des deutschen Stromsystems“, in: Stadt und Gemeinde 9/2013, S.374-376.
- Leprich, U., Klann, U. (2014): Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Energien, in: Fraunhofer IWES (Hrsg.): Windenergiereport Deutschland 2013, Kassel, S. 73-79.
- Matthes, F. u.a. (2013): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, in: Agora Energiewende: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve, S. 37-48.
- Pentalateral Energy Forum (2005/06): A Memorandum of Understanding on Electricity Market Coupling and Security of Supply in the Central Western European region, Luxembourg.
- VDE (Energietechnische Gesellschaft) (2012): Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.
- Weber, C. (2005): Zukünftige Preis- und Kapazitätsentwicklung im deutschen Strommarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 55, Heft 7, S. 490-495.

Teil 2: Wachstumsdiskussion

Michael Jakob¹ and Ottmar Edenhofer²

Multiple objectives for the governance of the global commons

Abstract

Even without a global agreement to mitigate climate change there are numerous unilateral incentives for actions that reduce greenhouse gas emissions. This article reviews such incentives on the international, national, sub-national and individual level and discusses policies to address them. Finally, it outlines how a better understanding of interactions of policies on different levels of governance is a key challenge to enable more appropriate design of climate policy in a polycentric governance regime.

Acknowledgements: We thank Brigitte Knopf and Christina Roolfs for useful comments and suggestions.

¹ Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), Torgauer Str. 12-15, 10829 Berlin

² Potsdam Institute for Climate Impact Research PO Box 601203, 14412 Potsdam, Germany and Technical University of Berlin, Department “Economics of Climate Change“, Strasse des 17.Juni 145, 10623 Berlin.