

Transformation des bundesdeutschen Stromsystems im Spannungsfeld von Wettbewerb und regulatorischem Design

Prof. Dr. Uwe Leprich *

A 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 Umbau des Stromsystems dahingehend zu organisieren, dass die erneuerbaren Energien künftig die Hauptrolle spielen. Mit dem Energiekonzept von 2010 definiert die Bundesregierung die erneuerbaren Energien als „tragende Säule“ der zukünftigen Energieversorgung. Konkrete Ziele hierfür werden im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) festgelegt: Danach sieht das EEG 2012 vor, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050 erhöht werden soll.¹ Mit seinem „Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des EEG“ vom 11.10.2012 hat Bundesumweltminister Peter Altmaier angekündigt, das Ziel für 2020 auf 40 % anheben zu wollen, wobei sich dies als Anpassung an die Erwartung interpretieren lässt, das offiziell beschlossene Stromverbrauchsreduktionsziel in Höhe von 10 % bis 2020 nicht erreichen zu können.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.

B Zum Charakter der Systemtransformation und zum europäischen Kontext

Der Umbau des Stromsystems hat durchaus den Charakter eines Paradigmenwechsels, da er das bisherige Liberalisierungs-Para-

digma in einen neuen Kontext stellt.³ Folgende Leitplanken prägen diesen Umbau:⁴

- 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.⁵
- 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 Flexibilitäten 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 Forum 2005⁶ begonnen wur-

* Der Autor ist Hochschullehrer an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes und zugleich wissenschaftlicher Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES gGmbH) in Saarbrücken. Der Beitrag ist eine aktualisierte und ergänzte Zusammenfassung der Studie des IZES: Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, Saarbrücken, November 2012, download unter <http://www.izes.de/deutsch/forschung-entwicklung/arbeitsfelder/energiemaerkte/energiemärkte-zukunftsmärkte.html>

1. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz - EEG), § 1 Abs. 2.

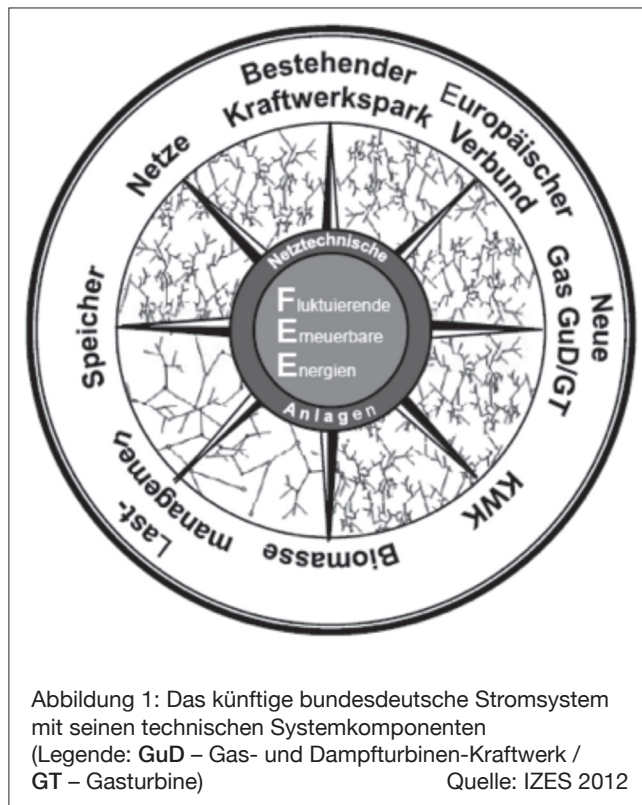
2. Altmaier, Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Berlin, 11.10.2012. Diese Erwartung ist auch der Tatsache geschuldet, dass die Bundesregierung es bis heute versäumt hat, entsprechende Maßnahmen und Programme zur Förderung der Stromeffizienz zu implementieren.

3. Vgl. dazu Leprich, Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem, in: Dietmar Schütz und Björn Klusmann (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes, Ponte Press: Bochum, 2011, S.11–36.

4. Vgl. dazu auch *Agora Energiewende*, 12 Thesen zur Energiewende, Berlin, 1.11.2012.

5. Vgl. dazu auch Becker, Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne, Ponte Press 2010, S.269 ff., der davon spricht, dass hier „zwei Züge .. aufeinander zu(rasen):“

6. Vgl. Pentalateral Energy Forum: A Memorandum of Understanding on Electricity Market Coupling and Security of Supply in the Central Western European region, Luxembourg, 6 June 2005.



de, für die Systemtransformation durchaus hilfreich, da durch sie zusätzliche Flexibilitäten erschlossen würden und z.B. das Ziel der Versorgungssicherheit wohl kostengünstiger erreicht werden könnte.

C 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 kleine 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.⁷

Abbildung 1 fasst diese Systemperspektive anschaulich zusammen, die im folgenden umfassender beschrieben werden soll.

I. Die FEE-Anlagen als Herzstück des künftigen Stromsystems

Während es in vielen Teilen der Welt bereits hydro- oder biomassengeprägte Stromsysteme gibt, unterscheidet sich das aufzubauende Regenerativsystem 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 Marktmarktgesichtspunkten 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 absehbar, dass zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung 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.⁸

II. Netze und Speicher

Ein Stromsystem, das FEE-Anlagen in das Zentrum rückt, benötigt technische Optionen, die unvermeidlichen Schwankungen auszugleichen und 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 Hauptschlagadern 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 voran gekommen, was zum einen an sehr langen Antrags- und Genehmigungsverfahren, zum anderen an lokalem Widerstand gegen einzelne Trassen lag.⁹ Eine Rolle dürfte auch die fehlende eigentumsrechtliche Trennung zwischen Übertragungsnetz 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.

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 Ausgleichseffekte der Erneuerbaren selbst übersehen, die durch

7. vgl. z.B. Anzeige „Ihre Stromversorger“ in der ZEIT vom 30 Juli 1993.

8. Für die PV hat die Bundesregierung bereits eine Zielsetzung von 52 GW bis 2020 im Sinne einer Obergrenze ausgegeben; es spricht aktuell jedoch vieles dafür, dass diese Zielmarke deutlich überschritten wird.

9. Vgl. Bundesnetzagentur, Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, Bonn, März 2011.

ausreichende Netze erschlossen werden können, andererseits auch die Flexibilitäten, die bereits heute im System vorhanden sind. 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 bestehenden Flexibilitäten genutzt und noch mögliche neue erschlossen werden.¹⁰

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.¹¹ 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.

III. 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 Flexibilitäten. Beim Neubau von Kraftwerken kommen in erster Linie Gaskraftwerke in Frage, die eine deutlich höhere Flexibilität aufweisen als Kohlekraftwerke 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. 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.

IV. Systemdienstleistungen

Für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung, Bereitstellung von Blindleistung und Netzwerdaufbau 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 den FEE und den Flexibilitätsoptionen übernommen werden können. Da die FEE 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 sollte demnach, soweit möglich, ‚operate-and-serve‘ lauten,¹² das heißt, dass sie gerade wegen ihres Nutzungsvorranges systemdienlich ausgelegt werden sollten:

- Ein erster Schritt zur Verwirklichung des ‚operate-and-serve‘ war die Einführung der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung

SDLWindV), die die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur zwingenden Vergütungsvoraussetzung für Wind-Neuanlagen macht.

- Ein Schritt hin zum ‚operate-and-serve‘ durch PV-Anlagen wurde durch die Anwendungsregel „VDE-AR-N-4105“, die am 1. Juli 2011 in Kraft getreten ist, getan. Hierdurch wurden größenspezifische Vorgaben bezüglich der Wirk- und Blindleistungseinspeisung von PV-Anlagen eingeführt. Der zweite Schritt war die erst kürzlich eingeführte Mittelspannungsrichtlinie, die regenerative Erzeugungsanlagen erstmals nicht mehr als negative Last betrachtet, sondern als Kraftwerke, die sich bei Netzstörungen nicht vom Netz trennen dürfen und stabilisierend reagieren müssen.
- Handlungsbedarf wurde auch hinsichtlich der Wirkleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz bei Überfrequenz identifiziert. So werden die gültigen technischen Richtlinien im Niederspannungsnetz der wachsenden Systemrelevanz der Erzeugung in der untersten Netzebene nicht mehr gerecht. Sofern etwa die Netzfrequenz die Marke von 50,2 Hz übersteigt, schalten sich sehr viele kleinere Stromerzeugungsanlagen (z.B. die Wechselrichter von PV Anlagen) zeitgleich ab. Dies kann bedeuten, dass in kürzester Zeit mehrere Gigawatt Erzeugungskapazität vom Netz gehen, wodurch wiederum die Systemstabilität gefährdet wird. Um dies zu vermeiden und ein hohes Maß an Versorgungssicherheit beizubehalten, wird gegenwärtig an der sog. „50,2-Hertz-Regelung“ gearbeitet, die eine sukzessive Netzabtrennung der PV-Wechselrichter einführt.

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.

D Das ökonomische Design des künftigen Stromsystems

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:

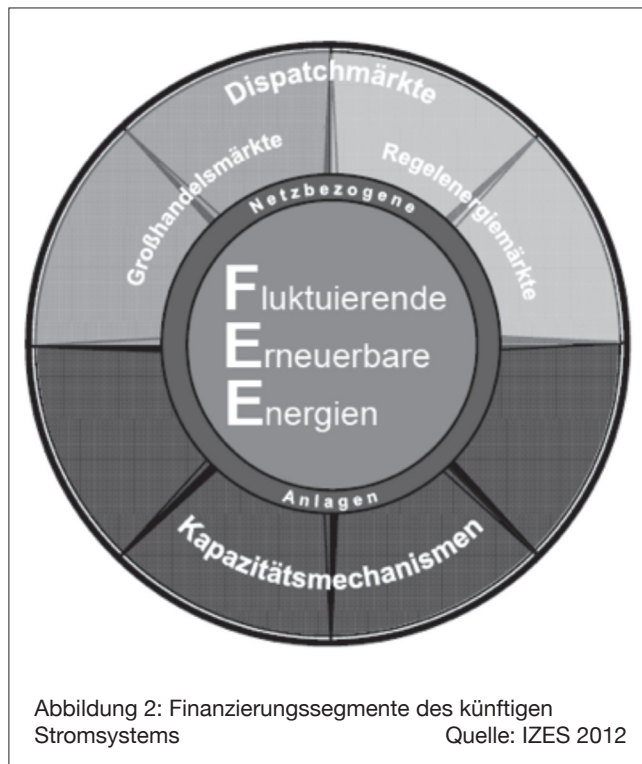
1. Ein verlässlicher Refinanzierungsmechanismus für FEE-Anlagen mit Grenzkosten nahe Null, insbesondere für Windanlagen und PV, aber auch für große Teile der Laufwasserkraft
 2. Dispatchmärkte für den optimalen Einsatz bereits bestehender Anlagen; hier sind insbesondere die Großhandelsmärkte mit Spot- und Terminmärkten und die Regelenergiemärkte 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.

Abbildung 2 fasst die Ausgangsüberlegung zum künftigen Stromsystemdesign zusammen.

10. Vgl. dazu z.B. VDE (Energietechnische Gesellschaft), 2012: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.

11. Vgl. dazu auch die Ausführungen im Energiekonzept der Bundesregierung, abgedruckt in ZNER 2010, 570 ff.

12. Im Unterschied zu einem ‚operate-and-forget‘-Verhalten.



I. Refinanzierungsmechanismus für die FEE

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 begründet, 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,¹³ wobei der Marktwert definiert ist als das Verhältnis der durchschnittlichen Verkaufserlöse pro kWh der jeweiligen FEE-Anlagenkategorie zum durchschnittlichen (Spot-) Marktpreis. Es erschien auch einigermaßen überraschend, wenn die Brennstoffkosten des letzten noch benötigten Kraftwerks zufällig immer ausreichen würden, die Kapitalkosten der FEE-Anlagen zu refinanzieren.¹⁴

Die Konsequenz aus dieser Erkenntnis besteht darin, dass es zwingend notwendig ist, einen eigenständigen Refinanzierungsmechanismus für FEE-Anlagen vorzusehen, der die Erreichung der politischen Ausbauziele einigermaßen zuverlässig garantiert. Bei diesem Refinanzierungsmechanismus handelt es sich daher mitnichten um eine „Subvention“, sondern um eine Ergänzung der bestehenden Dispatchmärkte, die aus den geschilderten Gründen nicht in der Lage sind und dafür auch nicht konzipiert wurden, die Refinanzierung von FEE-Anlagen zu ermöglichen.

Die Einspeisevergütung gemäß EEG hat sich in der Vergangenheit als sehr effektiver Refinanzierungsmechanismus mit einer hohen dynamischen Effizienz¹⁵ erwiesen, so dass sich ihre Ablösung aus ökonomischer Sicht aktuell nicht aufdrängt. Gleichwohl können auch andere Mechanismen wie Ausschreibungsverfahren oder Quotierungen unter bestimmten Umständen eine Zielerfüllung erreichen.

II. Weiterentwicklung der Dispatchmärkte

Die unter dem Obergriff Dispatchmärkte zusammen gefassten Großhandels- und Regelenergiemärkte 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 OTC- 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 könnten gehören:

- Aufhebung der Disparität von Bilanzierungszeiträumen (viertelstündlich) und Handelszeiträumen (stündlich)
- Umstellung der EPEX-Spotmarkt-Börsenhandelszeiträume (day-ahead) auf einen viertelstündlichen statt stündlichen Handel
- Stärkung des Intraday-Handels z.B. durch morgendliche Auktionen für die zweite Tageshälfte.
- Verkürzung der Zeitspanne zwischen Börsenschluss (bzw. Auktionsende der Minutenreserve) und Lieferzeitpunkt, um die präzisen Kurzfristprognosen der FEE besser berücksichtigen zu können.

Insgesamt führt diese Entwicklung zu einer Aufwertung des Spotmarktes, was nicht zuletzt aus Transparenzgründen zu begrüßen ist.

III. Kapazitätsmechanismen

Ein Mechanismus für die Vergütung von Kapazitätsvorhaltung ist perspektivisch notwendig, da das öffentliche Gut Versorgungssicherheit mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht „nebenbei“ über die Dispatchmärkte finanziert werden kann. Damit würde der „blinde Fleck“ der Liberalisierung beseitigt, den theoretisch arbeitende Ökonomen mit Hilfe unrealistischer Preisausschläge am Spotmarkt wegdefiniert hatten,¹⁶ und der erst jetzt durch den sukzessiven Abbau der Überkapazitäten sichtbar geworden ist.

Die Konzipierung eines solchen Mechanismus sollte aufgrund der Wechselwirkungen mit den Dispatchmärkten und den Risiken hoher Mitnahmeeffekte allerdings sorgfältig erfolgen. Bestandskraftwerke, und hier vor allem solche, die vor der Liberalisierung des Stromsektors ohne Finanzierungsrisiken gebaut wurden, sollten nicht in den Genuss zusätzlicher Zahlungen kommen, weshalb nur selektive Kapazitätsmechanismen in die engere Auswahl kämen.

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.¹⁷

13. Vgl. dazu z.B. *Kopp u.a.*: Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 36, Heft 4, S. 243–255, Dezember 2012.

14. 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.

15. Dynamische Effizienz bedeutet die Minimierung der langfristigen Systemkosten unter Berücksichtigung von Innovationspotenzialen, Lernkurven von Technologien und Kostenentwicklungen externer Effekte in der Phase der Systemtransformation.

16. Vgl. dazu z.B. *Weber*, Zukünftige Preis- und Kapazitätsentwicklung im deutschen Strommarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 55, 2005, Heft 7, S. 490–495.

17. Zu solchen Anforderungen vgl. *Matthes u.a.*, Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. In: Agora Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve, S. 37–48.

Die Selektion der notwendigen Flexibilitätsoptionen im Rahmen von Kapazitätsmechanismen ist die künftige wettbewerbliche Schlüsselfrage; an ihr entscheidet sich die Zukunft des Liberalisierungs-Paradigmas in der Regenerativwirtschaft. Derzeit werden die Mechanismen eher nach politischen Opportunitäten implementiert und weniger nach einer wettbewerblich orientierten Gesamtstrategie. Beispiele:

- Kraft-Wärme-Kopplung, aufgewertet als Flexibilitätsoption durch starke Signale in der letzten KWK-G-Novelle 2011
- Biomasse: Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012
- Lastmanagement: Verabschiedung einer Lastabschaltverordnung im Dezember 2012
- Speicher: möglicherweise separate Förderung für PV-Anlagen ab Mai 2013

Das Spannungsfeld zwischen einer wettbewerblichen Herangehensweise an diese Thematik und einer staatlich-regulatorischen Lösung wird bereits an den unterschiedlichen Vorschlägen dazu deutlich:

- Staatliche Festlegung von Ausschreibungstranchen – evtl. Festlegung von Teiltranchen
- Übertragungsnetzbetreiber als Systemverantwortliche schreiben FO-Bedarf in ihren Regelzonen aus; Erweiterung der Regelenergiemärkte als institutionelle Lösung
- Bilanzkreisverantwortliche konstituieren als Nachfrager den Residuallastmarkt¹⁸
- Endverbraucher konstituieren über feste Leistungsbestellungen einen Leistungsmarkt¹⁹

Insgesamt zeichnet sich hier bereits der Bedarf ab, ein Energiestrukturengesetz zu konzipieren, das das bisherige Energiewirtschaftsgesetz und das EEG in einer in sich stimmigen Gesamtkonzeption zusammenfasst.

IV. 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.

V. 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 den 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 Kapazitätzahlungen den Umfang des FEE-Refinanzierungsmechanismus 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

Vorstellbar sind wie erwähnt auch Ausschreibungsverfahren für FEE-Anlagen.

Grundsätzlich kann zu den beschriebenen Finanzierungssegmenten noch ein Zahlungsstrom direkt vom Endkunden dazu kommen; allerdings handelt es sich hierbei dann in der Regel um Eigenenergie, die systemisch betrachtet lediglich die Nachfragemenge verringert und das vorgestellte Systemdesign nicht grundlegend verändert.

E Lieferanten als Transformations- und Integrationsakteure

Seit dem Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismus-Verordnung („AusglMechV“) 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 AusglMechV 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 zugeordnet 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 lastseitiger Flexibilitäten 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.

18. Vgl. dazu *Leprich/Hauser*, Vertriebe zu Akteuren aufwerten, in: *Zeitschrift für kommunale Wirtschaft*, Ausgabe 8/2012, S.9.

19. Vgl. hierzu *enervis/BET*, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Gutachten im Auftrag des VKU, Berlin/Aachen, März 2013.

Das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) hat einen ersten weitergehenden Vorschlag für einen neuen Finanzierungsmechanismus vorgelegt, der auf folgenden drei Säulen beruht:²⁰

- 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 zunächst 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 Lieferanten die Aufgabe zu, künftig ihre Residuallast als Differenz von Kundenlast und anteiligem FEE-Lastprofil zu decken. Das hat u.a. zur Folge, dass das Lieferantengeschäft erheblich kurzfristiger wird und der Spotmarkt und hier vor allem der Intraday-Markt künftig an Gewicht gewinnt.
- Der Lieferant bezahlt 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 Lieferanten für Ist-Viertelstundenprofile zahlen, nicht für Monatsbänder, die aufwändig, fremdbestimmt und mit hohem Prognoserisiko aus Profilen veredelt wurden.

Daraus ergeben sich eine Reihe erwünschter Nebeneffekte: Der Vorschlag wirkt einer zu kleinräumigen und damit volkswirtschaftlich gesehen suboptimalen Optimierung von FEE-Anlagen – z.B. als Teil von virtuellen Kraftwerken – entgegen. Die Lieferanten 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 vorzudenken.

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 Lieferanten diesen Kostenblock für das FEE-Lastprofil separat ausweisen oder nicht, bleibt ihnen überlassen.

Zweifellos wirft der Vorschlag zu diesem Zeitpunkt noch Fragen auf, die gründlicherer Untersuchungen bedürfen.

F Ausblick

Die Transformation des Stromsystems in Deutschland verlangt eine Reihe von Anpassungen und Weiterentwicklungen des bestehenden Systems, um der immer prägenderen Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar gerecht zu werden. Dazu gehört zum einen eine Neubestimmung der Lieferantenrolle mit dem Ziel, diese unmittelbar auf den Märkten agierenden Akteure stärker mit Ausgleichsaufgaben im Hinblick auf die Fluktuationen zu betrauen. Hier ergibt sich ein weites Betätigungsfeld insbesondere auch für Stadtwerke. Eine weitere Neuerung ergibt sich aus der Erkenntnis, dass das öffentliche Gut Versorgungssicherheit nicht mit hinreichender Verlässlichkeit durch die bestehenden

Märkte bereitgestellt werden kann; zusätzliche Zahlungsströme für Leistungsvorhaltung im Rahmen von Kapazitätsmechanismen sind hier perspektivisch unabdingbar. Und schließlich erscheint es notwendig, die widerspruchsfreie Verzahnung zwischen den erneuerbaren Energien einerseits, den flankierenden Flexibilitätsoptionen wie den fossilen KWK-Anlagen und Kraftwerken, Lastmanagementansätzen bei industriellen und gewerblichen Verbrauchern sowie Speichern andererseits und den netztechnischen Anforderungen an die Systemsicherheit und -zuverlässigkeit in einem Energiestrukturegesetz aus einem Guss abzusichern, das auch für alle betreffenden Verordnungen und untergesetzlichen Regelungen den Rahmen für die weiteren Transformationsschritte absteckt.

20. Vgl. *IZES*, Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor, Untersuchung für das Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, November 2011.