

Erik Gawel

„Grundlegende Neuordnung“ des EEG – aber wie?

Die Sorge um erhöhte Strompreise, für die maßgeblich die EEG-Umlage verantwortlich sein soll, beherrscht zurzeit die öffentliche Diskussion zur Energiewende. Die Entwicklung der Umlage wurde zum Gradmesser der Kosten der Energieversorgung stilisiert, und der Ruf nach einer „grundlegenden Neuordnung“ des EEG zur Kostenbegrenzung immer vielstimmiger. Doch wie sollte eine solche Neuordnung aussehen und mit welchen Verbesserungen wäre überhaupt zu rechnen?

Sollen die hochambitionierten Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010/2011 erfüllt werden, ist eine langfristige, komplexe Nachhaltigkeits-Transformation der Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erforderlich. Die öffentliche Debatte des vergangenen Jahres war jedoch weitgehend von der Frage beherrscht, ob in einem der bisher wenigen eindeutigen Erfolgsfelder¹ dieser Transformation, dem Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor, die aktuellen und künftig erwarteten Kosten „zu hoch“ ausfallen könnten; insoweit stehe das Förderregime des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zur möglichst sofortigen „grundlegenden Neuordnung“² an. Zu den in Teilen der ökonomischen Forschung seit längerem vertretenen Bedenken³ in Hinblick auf die Effizienz der Förderung gesellten sich in der öffentlichen Debatte teils schrille Belastungsszenarien („Deindustrialisierung“, „Energiearmut“), die im Wesentlichen auf die EEG-Umlage als Ursache für wiederum ausschließlich als Belastung wahrgenommene⁴ Strompreisanstiege fokussierten. Industrie- und Haushaltskundenstrompreise entwickeln sich aber völlig unterschiedlich. Im Industriesegment profitieren Abnehmer von umfang-

reichen Begünstigungen bei der Umlage und von fallenden Börsenstrompreisen.⁵ Demgegenüber mussten primär Haushaltskunden in den letzten zehn Jahren einen deutlichen Strompreisanstieg verkraften, der aber nur zur Hälfte auf die EEG-Umlage zurückzuführen ist. Entscheidende Ursache für diesen Anstieg und die vollständige Überwälzung der Umlage im Strompreis ist der mangelnde Wettbewerb im Haushaltssegment, für den die Stromkunden durch Anbieterwechsel selbst sorgen könnten.⁶

Für Höhe und Anstieg der EEG-Umlage selbst gibt es wiederum eine Reihe von Gründen. Hierzu zählen neben den (rückläufigen) Förderkosten für die Erneuerbaren insbesondere die ständig ausgeweiteten Begünstigungen der Industrie, die von nicht-privilegierten Nutzern mitgetragen werden müssen, und der gesunkene Börsenstrompreis, dessen jeweiligen Abstand zu den Festvergütungssätzen die Umlage auffüllen muss. Zum Verfall des Börsenpreises trägt im Übrigen auch ein notleidender EU-Emissionshandel bei, der zu kaum spürbaren Kohlenstoffpreisen führt und damit den Einsatz von Kohle und Gas nicht angemessen steuern kann. An der neuerlichen Steigerung der EEG-Umlage 2014 um knapp 1 Ct/kWh auf künftig 6,24 Ct/kWh trägt deswegen der eigentliche Ausbau der erneuerbaren Energien nur noch einen geringen Anteil.⁷ Die EEG-Umlage ist daher kein geeigneter Indikator der in Marktpreisen zum Ausdruck kommenden „Mehrkosten“ des Ausbaus von erneuerbaren Energien, und erst recht keiner für die volkswirtschaftlichen Kosten des Umstiegs auf Erneuerbare, zu denen auch ökologi-

- 1 Siehe Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin u.a.O. 2012.
- 2 So die mittlerweile vielfach verwendete Formel, vgl. unter anderem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Vorschlag zur Einführung einer Strompreis-Sicherung im EEG, 28.1.2013, S. 2; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG, 18.9.2013.
- 3 Siehe M. Frondel et al.: Die Förderung der Photovoltaik: Ein Kosten-Tsunami, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg. (2010), H. 12, S. 36-44; J. Haucap et al.: Von heiligen Kühen und fliegenden Elefanten – Wettbewerbsökonomische Überlegungen zum EEG, in: Wirtschaftsdienst, 89. Jg. (2009), H. 11, S. 751-753; J. Weimann: Königswege und Sackgassen der Klimapolitik, in: Jahrbuch Ökologische Ökonomik: Diskurs Klimapolitik, Marburg 2009, S. 213 ff.
- 4 Die von Energieversorgern zu zahlenden Umlagen, die sich nach Maßgabe der Preiselastizitäten und der Wettbewerbsintensität im Strompreis niederschlagen, wirken ökonomisch wie eine Stromsteuer und sind insoweit auch wirkungsvolle und zugleich marktwirtschaftliche Hebel zur Erfüllung der bislang schwach untergesetzten Energieeffizienzziele im Energiekonzept der Bundesregierung.

- 5 Siehe E. Gawel, C. Klassert: Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG, in: Zeitschrift für Umweltrecht 2013, S. 467 ff.
- 6 Noch immer beziehen knapp 40% der Privathaushalte Strom zu den in der Regel teureren Konditionen der Grundversorgung; vgl. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2012, Bonn 2013.
- 7 So kommt beispielsweise der BEE für 2014 in eigenen Berechnungen auf einen Anteil von 15% – Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE): Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014. Bestandteile, Entwicklung und voraussichtliche Höhe, Berlin 2013. Siehe auch www.bee-ev.de/3:1491/Meldungen/2013/EEG-Umlage-2014-nur-geringer-Aufschlag-fuer-Erneuerbare-Energien.html.

Prof. Dr. Erik Gawel ist Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig und stellvertretender Leiter des Departments Ökonomie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ in Leipzig.

sche und soziale Folgekosten der Energieversorgung gehören. Die vom Sachverständigenrat für Umweltfragen angemahnte „Versachlichung der Kostendebatte“⁸ tut daher dringend not.

Dennoch macht sich die öffentliche Debatte hartnäckig an ebendieser Entwicklung der EEG-Umlage fest. Zwischenzeitliche Anstöße der Bundesminister Altmaier und Rösler zu einer rein umlagebezogenen „Kostenbremse“⁹ blieben in der vorangegangenen Legislatur aufgrund von Interessengegensätzen der vom Ausbau der erneuerbaren Energien profitierenden Länder erfolglos. Der erstaunliche Strompreis-Diskurs des vergangenen Jahres, der bisweilen deutliche Züge einer bewussten Skandalisierung trug,¹⁰ hat zu einer allgemeinen Erwartungshaltung geführt, dass die neue Bundesregierung eine „grundlegende Neuordnung“ des EEG sogleich anzugehen habe. Auf dem Ideenmarkt werden dazu bereits zahllose Vorschläge gehandelt und zum Teil mit einer Neuordnung des Strommarktdesigns verwoben.¹¹ Die abermalige Steigerung der EEG-Umlage 2014, die erneute sprunghafte Zunahme der Ausnahmeanträge des produzierenden Gewerbes im Rahmen der Industrieprivilegierung und das zu erwartende EU-Beihilfever-

fahren gegen diese Industrieausnahmen¹² erhöhen den politischen Druck zusätzlich.

Fehlender Konsens bei Zielen und Instrumenten

Dieser allgemeine Reformeifer kann jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass über Ziele und Instrumente einer solchen Neuordnung keinerlei Konsens herrscht. Die politischen Entscheidungsträger nehmen vor allem die Umlage-Steigerungen und die damit negativ assoziierten allokativen wie distributiven Strompreiseffekte in den Blick. Folgerichtig boten die „Altmaier-Rösler-Papiere“ im Wesentlichen nur Maßnahmen zur Begrenzung der Umlage, deren Lasten auf die verschiedenen Stakeholder-Gruppen verteilt wurden, ohne eine strukturelle Weiterentwicklung des Förderregimes erkennen zu lassen. In der wissenschaftlichen Debatte gelten demgegenüber die Effektivität und die Kosteneffizienz der Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem als entscheidende Herausforderung. Während das gegenwärtige System fester Einspeisevergütungen weithin als effektiv, angesichts der offensichtlich werdenden Überhitzungen im Ausbautempo bereits als über-effektiv gilt, werden bei der Kosteneffizienz erhebliche Zweifel angemeldet. Dabei gehen aber die Auffassungen darüber, ob erneuerbare Energien überhaupt einer gesonderten Förderung bedürfen (oder nicht etwa der EU-Emissionshandel als Alleininstrument den nötigen Strukturwandel zu einer klimaverträglichen Stromproduktion besorgen sollte)¹³ und wie eine solche Förderung gegebenenfalls künftig auszugestaltet sein sollte, weit auseinander. In der wissenschaftlichen Debatte werden hierzu völlig unterschiedliche Konzepte gehandelt – von einem Quotenmodell¹⁴ mit Grünstromzertifikaten, möglichst auf europäischer Ebene, über diverse Marktprämienmodelle¹⁵ bis hin zur Umstellung auf Kapazitätzahlungen.¹⁶

8 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Eckpunktepapier, Berlin 2013, S. 7.

9 Siehe die drei Konzeptpapiere 2012/2013: P. Altmaier: Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11.10.2012; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Vorschlag zur Einführung einer Strompreis-Sicherung im EEG, 28.1.2013; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, 13.2.2013 („Altmaier-Rösler-Papier“).

10 Siehe dazu E. Gawel et al.: Die deutsche Energiewende – ein Skandalon?, in: GAiA, 22. Jg. (2012), S. 278 ff.

11 Siehe neben den Konzeptpapieren von BMU und BMWi (Fn. 2) die Konzepte und Stellungnahmen des Sachverständigenrats für Umweltfragen, der Monopolkommission, der Think Tanks Agora Energiewende, Öko-Institut, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) sowie der Branchenverbände, etwa des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), um nur einige zu nennen.

12 Dazu R. Ismer, A. Karch: Das EEG im Konflikt mit dem Unionsrecht: Die Begünstigung der stromintensiven Industrie als unzulässige Beihilfe, in: Zeitschrift für Umweltrecht, 24. Jg. (2013), H. 10, S. 526 ff.

13 Zu dieser Kontroverse statt vieler J. Weimann, a.a.O.; dagegen unter anderem P. Lehmann, E. Gawel: Why Should Support Schemes for Renewable Electricity Complement the EU Emissions Trading Scheme?, in: Energy Policy, 52. Jg. (2013), S. 597 ff.

14 Siehe Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 2013.

15 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), a.a.O.; Agora Energiewende: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, Berlin 2013; A. Löscher et al.: Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63. Jg. (2013), H. 10, S. 24.

16 M. Andor et al.: Quantities vs. capacities: Minimizing the social cost of renewable energy promotion, Münster 2012; enervis/BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin 2013; Öko-Institut: Thesen zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin 2013.

Diese Vielstimmigkeit gibt Veranlassung, noch einmal zu fragen, worin genau das Problem besteht, auf das die angeblich dringende EEG-Reform eine Antwort zu formulieren hätte, und wie dieses Problem am besten adressiert werden könnte. Zunächst ist festzuhalten, dass die Gründe für eine gesonderte staatliche Förderung der Erneuerbaren insgesamt nicht entfallen sind. Insoweit steht gegenwärtig die Förderung erneuerbarer Energien auch nicht zur Abschaffung, sondern zur Weiterentwicklung an.¹⁷

Förderung weiterentwickeln, nicht beenden

Weder sind die Ausbauziele auch nur annähernd erreicht noch sind die Voraussetzungen dafür gegeben, Erneuerbare bereits zum jetzigen Zeitpunkt in einen vielfach verzerrten Energieträger-Wettbewerb zu entlassen: Erneuerbare haben nämlich in der öffentlichen Kostenwahrnehmung und beim Marktpreisvergleich mit konventionellen Energieträgern (weiterhin) drei strategische Nachteile:

- Ihr bedeutendster komparativer Vorteil, das Fehlen der gravierenden gesellschaftlichen Folgekosten der fossil-nuklearen Energiebereitstellung – von Erderwärmung über Ölverschmutzung bis hin zu Nuklearrisiken – kann nicht angemessen über Marktpreise ausgedrückt werden und verzerrt daher den Preiswettbewerb zu ihren Lasten. Müssten diese Zusatzkosten der Stromerzeugung in der Kostenkalkulation berücksichtigt werden, so wären erneuerbare Energien größtenteils heute schon wettbewerbsfähig.¹⁸ Diese Folgekosten gehen im Übrigen weit über den Klimawandel hinaus und sind schon deshalb nicht allein durch den Emissionshandel zu adressieren.
- Auch die staatliche Förderung von Energieträgern ist beileibe kein Privileg der Erneuerbaren; Atom- und Kohlestrom wurden und werden ebenfalls ganz erheblich zu Lasten der Allgemeinheit subventioniert, freilich mit dem Unterschied, dass diese bisher weitaus höheren Zuwendungen nicht transparent über den Strompreis, sondern diskreter über öffentliche Haushalte finanziert werden. Legte man die Fördervolumina (und einige abschätzbare externe Kosten) analog über eine „konventionelle-Energien-Umlage“ sichtbar über den Strompreis um, so ergäbe sich für 2012 ein Betrag von 10,2 Ct/kwh¹⁹ – mehr als das Doppelte der EEG-Umlage 2012. So entsteht fälschlich der Eindruck, dass einzig erneuerbare Energien am Fördertropf hängen

und andernfalls im fairen Wettbewerb nicht bestehen könnten.

- Schließlich ist bei der Mehrzahl der Erneuerbaren die technologische Entwicklung noch nicht abgeschlossen; weitere, erhebliche Kostensenkungen in der Zukunft sind zu erwarten. Langfristig weist der Preistrend bei Erneuerbaren wohl nach unten, bei konventionellen Energien nach oben. Weder die in Deutschland mengenmäßig kaum nennenswert ins Gewicht fallende Fracking-Option²⁰ noch die angeblich hohen künftigen „Systemintegrationskosten“ der Erneuerbaren werden daran voraussichtlich etwas ändern können.

Aus den genannten Gründen bilden gegenwärtige Marktpreise gerade nicht die relevanten volkswirtschaftlichen Kosten ab, anhand derer ein verzerrungsfreier, fairer Technologiewettbewerb um die günstigste Erzeugungsform rein marktlich organisierbar wäre. Es bleibt daher dabei, dass es gute Gründe gibt, weiter auf Erneuerbare zu setzen und ihren Ausbau mit Hilfe staatlicher Korrektur Eingriffe – jenseits eines im Übrigen zu stärkenden CO₂-Handels – voranzutreiben.

Das Förderinstrumentarium 2.0

Weniger klar hingegen erscheint die Antwort auf die Frage, wie die Herstellung fairer Wettbewerbsbedingungen zugunsten der Erneuerbaren (d.h. ihre weitere „Förderung“) künftig so organisiert werden kann, dass die dazu nötigen Kosten so gering wie möglich ausfallen und zudem fair verteilt werden. Dies gebietet jedenfalls die ökonomische Vernunft. Was dies konkret bedeutet, ist weniger leicht zu beantworten, als einzelne ökonomische Debattenbeiträge vermuten lassen. Fest steht wohl, dass der bisherige EEG-Ansatz, sämtliche Erneuerbare-Energien-Technologien gleichermaßen so auszustatten, dass sie jeweils am Markt bestehen können, und zwar ohne Rücksicht auf die Höhe ihrer Kosten, ihr weiteres Kostensenkungspotenzial oder ihr Einspeiseverhalten (regelbar oder volatil) und ohne zuverlässige Kontrolle des mengenmäßigen Ausbaupfades, so nicht weitergeführt werden kann und eine Revision der „Förder-Philosophie“ unerlässlich macht.²¹ Ob es dazu ausreichen kann, die Technologie-Förderkomponente für teure erneuerbare Energien (Geothermie, Biomasse, Offshore-Wind) aus der bisherigen Umlagefi-

17 So auch A. Löschel et al., a.a.O., S. 23.

18 S. Küchler, B. Meyer: Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, Berlin 2012.

19 Ebenda.

20 Kritisch zur Relevanz in Deutschland: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung, Berlin 2013; S. Dröge, K. Westphal: Schiefergas für ein besseres Klima?, in: SWP-aktuell, Nr. 44/2013.

21 Siehe U. Nestle: Das EEG braucht eine neue Philosophie: Technologieförderung nicht mehr über die EEG-Umlage finanzieren, in: ew – Magazin für die Energiewirtschaft, 12. Jg. (2013), erscheint demnächst.

nanzierung in öffentliche Haushalte zu verschieben,²² wo sie weniger sichtbar, dafür aber den Risiken der jeweiligen Kassenlage ausgesetzt sind, oder aber – wie im Agora-Vorschlag eines übergangsweise „radikal vereinfachten EEG 2.0“²³ – eine strikte Vergütungs-Obergrenze in Höhe von 8,9 Ct/kWh für alle neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen mit zubauabhängiger Degression zu fixieren und alle Anlagen ab 1 MW in eine Pflicht-Direktvermarktung zu entlassen, erscheint zweifelhaft. Diese EEG-immanenten Vorschläge zielen ersichtlich darauf ab, vor allem den Druck gegen die EEG-Umlage aufzufangen und nehmen dafür abrupt einsetzende Investitionsrisiken für erneuerbare Energien in Kauf. Dies verdeutlicht eine Grundproblematik des EEG-Ansatzes, ständig nachsteuernd in die administrierten Preise eingreifen zu müssen und damit das Gegenteil von „Konstanz der Wirtschaftspolitik“ mit stabilen Rahmenbedingungen für private Investments in die Energiewende zu bewirken.²⁴ Auch der Vorschlag von Töpfer und Bachmann, die vor allem in früheren Perioden mit hohen Fördersätzen verursachten, aber weiter zu schulternden Erneuerbare-Energien-Förderkosten in einen Altschuldenfonds auszulagern,²⁵ sind weniger an einer Reduzierung der Kosten interessiert als an der Verminderung ihrer künftigen Sicht- und Spürbarkeit. Dies mag politisch klug sein und bringt die deutlich verbesserte Wettbewerbsfähigkeit der heutigen Installationen von erneuerbaren Energien zum Ausdruck, die Effizienz- und Marktintegrationsfrage bleibt so aber ungelöst.

Die von ökonomischer Seite ganz grundsätzlich kritisierten Effizienzmängel der Förderung werden durch diese Vorschläge jedenfalls nicht behoben: Den Stromerzeugern sollte in der Vergütung signalisiert werden, wann und wo Strom knapp ist. Dies ist bisher im EEG bewusst nicht der Fall: Vielmehr hat der Gesetzgeber für erneuerbare Energien zu ihrer Etablierung einen außermarktlichen Sonderbereich geschaffen, in dem sich die erneuerbare Stromerzeugung gerade unabhängig von aktuellen Marktsignalen und dem dadurch ausgelösten Wettbewerbsdruck entfalten soll. Mit dem zunehmenden Austritt des Erneuerbare-Energien-Stroms aus seiner Nischenrolle hin zu einer dominierenden Erzeugungsform wird diese Sonderstellung naturgemäß fragwürdig. Effizienz im Energieträgermix setzt voraus, dass auch der Einsatz der Erneuerbaren perspektivisch an marktlichen Knappheitssignalen ausgerichtet wird und diese nicht dauerhaft durch staatlich administrierte Vergütungen außerhalb des

Technologiewettbewerbs stehen. Versorgungssicherheit erfordert darüber hinaus, dass jederzeit Netzstabilität durch kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Bedarf gewährleistet wird; davon sind erneuerbare Technologien infolge des Netzvorrangs und der Garantievergütungen selbst bei Abregelung faktisch befreit. Bedarfsabstrakte und zudem teilweise volatile Erzeugung (bei Sonnen- und Windstrom) führen sogar zu Belastungen der Netzstabilität, deren Sicherung dann von den übrigen Systemkomponenten übernommen werden muss. Dies setzt die Kosteneffizienz des Gesamtsystems nochmals herab. So lässt sich im Zuge des Bedeutungszuwachses der erneuerbaren Energien im Trägermix eine Zunahme von regionalen Netzengpässen und Spannungsschwankungen feststellen, die kurzfristige Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Bewahrung der Systemstabilität nötig machen.²⁶ Zudem kann eine hohe Einspeisung in Zeiten niedriger Nachfrage zu negativen Preisspitzen an der Strombörse führen, die mit volkswirtschaftlichen Zusatzkosten einhergehen.²⁷ Mit zunehmender Bedeutung der Erneuerbaren wird eine Systemintegration dringend erforderlich, d.h. auch die erneuerbaren Energien sind stärker in die Netzstabilisierung einzubinden und müssen in höherem Maße Systemdienstleistungen erbringen,²⁸ insbesondere je nach Knappheit bedarfsgerecht einspeisen und kurzfristig volatile Preissignale verarbeiten.

Langfristig ist daher der Austritt der erneuerbaren Energien aus dem derzeitigen Schutzbereich und der Eintritt in die Sphäre unmittelbarer Marktsteuerung auch in einem optimierten Gesamtsystem zwingend. Hierbei stellt sich freilich die Frage des institutionellen Übergangs vom gegenwärtigen administrierten Festpreissystem mit Netzvorrang (Markteinführungsregime) zu einem systemintegrierten Marktpreisregime. Die dabei auftretenden Herausforderungen des Systemumbaus können aber nur systemisch gelöst werden und sind keine alleinige Aufgabe des Förderregimes: Neben der Substitution konventioneller Energien müssen insbesondere flexible Residual-

22 Ebenda.

23 Agora Energiewende, a.a.O.

24 Dazu E. Gawel, B. Hansjürgens: Projekt „Energiewende“: Schnecken-tempo und Zickzackkurs statt klarer Konzepte für die Systemtransformation?, in: Wirtschaftsdienst, 93. Jg. (2013), H. 5, S. 283 ff.

25 Vgl. <http://www.zfk.de/artikel/toepfer-regt-altschuldenfonds-fuer-eeeg-umlage-an.html>.

26 TenneT, Einspeisemanagement-Einsätze nach § 11 EEG, www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/einspeisemanagement-nach-par-11; 50Hertz, Maßnahmen und Anpassungen in Wahrnehmung der Systemverantwortung, www.50hertz.com/de/157.htm.

27 C. Brandstätt et al.: How to deal with negative power price spikes? Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind, in: Energy Policy, 39. Jg. (2011), S. 3732 ff.; M. Andor et al.: Negative electricity prices and the priority of renewable energy sources, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34. Jg. (2010), H. 2, S. 91; M. Nicolosi: Wind Power Integration and Power System Flexibility – An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime, in: Energy Policy, 38. Jg. (2010), S. 7257 ff.

28 Consentec et al.: Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, 2011; J. Neubarth: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg. (2011), H. 8, S. 8-13.

last-Kraftwerkskapazitäten, der Ausbau von Netzen und Speichern sowie Fortschritte bei Energieeffizienz und -einsparung zum Gelingen der Energiewende im Stromsektor beitragen.²⁹ Das Förderregime sollte hier nicht überfrachtet werden.

Quotenmodell als Scheinlösung

Einfache Lösungen der Markt- und der Systemintegration vor allem der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) sind dabei leider nicht zu haben. Exemplarisch wird dies am sogenannten Quotenmodell deutlich, das unlängst nochmals von der Monopolkommission in einem Sondergutachten³⁰ beworben wurde. Üblicherweise werden zwei Stärken einer Marktintegration durch Quotenlösung gegenüber der EEG-Einspeisevergütung hervorgehoben: Erstens führe der einheitliche Grünstrom-Zertifikatspreis dazu, dass die Mengenquote kostenminimal mit den derzeit günstigsten Technologien erfüllt wird. Zweitens erlaube die Quote eine genaue mengenmäßige Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien und beuge so Überhitzungen vor. Sind nämlich 1. in gegenwärtigen Marktpreisen der Erneuerbare-Energien-Technologien Informationen über alle relevanten volkswirtschaftlichen Kosten der Bereitstellung abgebildet, kann ferner 2. die Technologiewahl in jeder Periode unabhängig voneinander neu festgelegt werden und dürfen 3. diese Technologien als homogen in Bezug auf die Strombereitstellung gelten, so gäbe es in der Tat keinen Grund, die Technologiewahl anders als über den Markt besorgen zu lassen, der als Entdeckungsverfahren – anders als der Staat – den jeweils günstigsten Mix leicht auffinden kann.

Bedauerlicherweise sind alle drei Voraussetzungen in der Realität gar nicht erfüllt: Aktuelle Marktpreise sind, wie zuvor beschrieben, vielfach verzerrt und können langfristig wirksame Pfadentscheidungen über den künftigen Technologiemix nur sehr bedingt anleiten. Ein technologieneutraler Ansatz birgt die Gefahr eines Lock-ins derjenigen Erneuerbare-Energien-Technologien, die gegenwärtig am günstigsten sind, also vorrangig Windkraft an Land. Eine künftig überwiegend Erneuerbare-Energien-gestützte Versorgung erfordert aber nach allen vorliegenden Szenarien für 2050 ein breites Technologie-Portfolio.³¹ Auch sind die Beiträge der Erneuerbare-Energien-Technologien zur Stromversorgung weder mit Blick auf die Versorgungssicherheit noch bei den sozialen Kosten homogen

29 BMWi/BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010.

30 Monopolkommission, a.a.O.

31 Siehe etwa J. Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht, Stuttgart 2012.

und damit auch nicht beliebig austauschbar: Sonne und Wind besitzen voneinander unabhängige Spitzenzeiten und können gerade im Erzeugungsmix zur Netzstabilität beitragen. Und eine Erfüllung der Quote nahezu ausschließlich durch günstigen Onshore-Wind hätte wegen der progressiven Schadenskosten im Raum erhebliche Friktionen beim Wohnumfeld-, Natur- und Artenschutz zur Folge, die in den Marktpreisen gegenwärtig nur unzureichend abgebildet sind. Ein technologieneutrales Quotenmodell hätte die bemerkenswerten Lernkurveneffekte der Photovoltaik in der Vergangenheit nicht bewirken können und würde aktuell an der Implementation von teurem Offshore-Wind scheitern.

In der Praxis sind Quotenmodelle mit weiteren gravierenden Problemen behaftet: So liegen die Förderkosten typischerweise über jenen von Einspeisevergütungen, unter anderem wegen zusätzlicher Risikoaufschläge für nur noch unsicher zu refinanzierende Investments in erneuerbare Energien sowie Marktmachtproblemen im Grünstrom-Zertifikatemarkt. Risikogetrieben hohe Kapitalkosten bevorzugen zudem typischerweise große Investoren. Auch konnte die punktgenaue Erreichung bestimmter Ausbauziele nicht immer gewährleistet werden, etwa wenn wie in Großbritannien die Strafzahlungen nicht prohibitiv hoch sind. Dort ist man deshalb aus guten Gründen vom risikoreichen, teuren und nur begrenzt steuerbaren Quotenmodell wieder abgerückt. Zwar lassen sich einige der genannten Defizite durch entsprechende Instrumentenausgestaltung – etwa differenzierte Zuteilungsraten für Technologien erneuerbarer Energien mit unterschiedlicher Marktreife – lösen. Derartige Modifikationen konterkarieren aber notwendigerweise immer den Ansatz einer technologieneutralen und rein marktgesteuerten Förderung von erneuerbaren Energien, da erneut der Staat eine Teil-Verantwortung für den Technologiemix übernehmen muss.

Auch taugt das von der Monopolkommission favorisierte schwedische Modell nicht als Vorbild: Der schwedische Strommix beruht auf absehbare Zeit auf einem starken Anteil an Atomstrom (41%) und Wasserkraft (42%). Hinzu kommen Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis von Holzpellets und Biomasse (11%) sowie Windstrom (6%).³² Die deutschen Herausforderungen sind gänzlich andere, und ein Portfolio unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger, auch der Photovoltaik, ist ungleich notwendiger. Ein Systemwechsel, wie ihn die Monopolkommission empfiehlt, ist daher derzeit nicht angezeigt.³³

32 Monopolkommission, a.a.O., Rn. 267.

33 So auch A. Löschel et al., a.a.O., S. 24; E. Gawel, W. Köck: Quote statt EEG-Förderung? Zum Vorschlag der Monopolkommission, in: Zeitschrift für Umweltrecht, 24. Jg. (2013), H. 11, S. 577 f.

Marktprämien als Ausweg?

Während im Quotenmodell der Grünstrom-Zertifikatemarkt zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien beiträgt, erhalten Produzenten in Prämienmodellen einen Aufschlag auf den Spotmarktpreis. Fixe Prämien können als Pigou-Subventionen betrachtet werden, welche die externe Nutzenwirkung von erneuerbaren Energien kompensieren, dabei aber das Marktpreisrisiko sowie den Wettbewerb zwischen Technologien aufrechterhalten; in der Praxis dominieren gleichwohl technologiedifferenzierte Prämienätze.³⁴ Bei gleitenden Prämien – wie dem deutschen Marktprämienmodell, das im EEG 2012 als Direktvermarktungsoption eingeführt wurde,³⁵ – bleiben hingegen staatlich festgelegte Preise Grundlage der Vergütung. Prämienätze gleichen hier die Differenz zwischen Einspeisevergütungssätzen und durchschnittlichen Marktpreisen aus. Das Preisrisiko für Produzenten von erneuerbaren Energien bleibt folglich gering.³⁶ Anreize zur bedarfsorientierten Stromerzeugung werden vielmehr dadurch gesetzt, dass sich Produzenten von erneuerbaren Energien durch Stromverkauf zu Hochpreisen im Vergleich zur Einspeisevergütung besserstellen können.³⁷

Während fixe Prämien starke Anreize bieten, die Produktion an Marktpreisänderungen anzupassen, verursachen sie, ähnlich wie das Quotenmodell, Risikoaufschläge, welche die Kosteneffizienz der Förderung herabsetzen.³⁸ Je nach Marktpreislage ergeben sich zudem Probleme

der Unter- und Überförderung.³⁹ Kostenorientierte, gleitende Prämien bieten hier Vorteile, und bewahren eine hohe Planungssicherheit auch für innovative Technologien. Allerdings findet eine Integration in den marktlichen Allokationsmechanismus kaum statt. Um Wettbewerbsnachteile für kleine und unabhängige Produzenten von erneuerbaren Energien zu vermeiden, empfiehlt es sich, Prämien optional zur Einspeisevergütung zu gestalten. Um Anreize für einen Wechsel zu setzen, müssen Produzenten jedoch für Risiken wie den Ausgleich von Prognosefehlern und Vermarktungskosten kompensiert werden. Den hieraus resultierenden, zusätzlichen Förderkosten steht der systemische Nutzen einer bedarfsorientierten Einspeisung entgegen, wenn sich die durch das Prämienmodell gesetzten Anreize als effektiv erweisen. Aufgrund der nur begrenzt vorhandenen Flexibilisierungsoptionen bei volatilen Erneuerbaren, z.B. bei Wartungsplanung und Anlagenauslegung (etwa Ost-West-Photovoltaik, Schwachwindanlagen),⁴⁰ wird jedoch bezweifelt, dass FEE in Prämienmodelle sinnvoll einbezogen werden können.⁴¹ Der Sachverständigenrat für Umweltfragen empfiehlt allerdings eine Weiterentwicklung des gegenwärtigen Marktprämienmodells im EEG,⁴² das für Neuanlagen verpflichtend werden soll, aber in der Ausgestaltung Anreize setzt, Anlagen auf die Erhöhung des Marktwertes anstelle der erzeugten Strommenge auszurichten (Erlöstatt Ertragsoptimierung).

Grundsätzlich gilt, dass optionale, gleitende Prämien eine der Einspeisevergütung vergleichbare Planungssicherheit bieten, jedoch keine wirkliche Marktintegration verfolgen; diese kann durch fixe Prämien realisiert werden, wobei aber hiermit verbundene, hohe Preisrisiken die Ausbaudynamik des Erneuerbare-Energien-Sektors empfindlich beeinträchtigen können. Auch überlassen Marktprämienmodelle die Kapazitätsentscheidungen dem Markt und können so keine mengenmäßige Ausbaukontrolle gewährleisten, um Überhitzungen vorzubeu-

34 RES LEGAL: Legal sources on renewable energy: renewable energy policy database. An initiative of the European Commission, www.res-legal.eu (14.5.2013).

35 Siehe dazu E. Gawel, A. Purkus: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 37. Jg. (2013), S. 43 ff.; G. Wustlich, D. Müller: Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, in: Zeitschrift für Neues Energierecht 2011, S. 380 ff.; W. Lehnert: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, in: Zeitschrift für Umweltrecht 2012, S. 4 ff.

36 Die Möglichkeit zum recht kurzfristigen Wechsel (monatlich) zwischen Direktvermarktung und Einspeisevergütung im deutschen Energierecht reduziert das verbleibende Preisrisiko (und die damit verbundenen Anreize zur Systemintegration) noch weiter – siehe hierzu E. Gawel, A. Purkus: Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – A case study of the German market premium, in: Energy Policy, 61. Jg. (2013), S. 509 ff.

37 Vgl. Fraunhofer-ISI et al.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011, Karlsruhe 2011.

38 C. Mitchell et al.: Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, in: Energy Policy, 34. Jg. (2006), S. 297 ff.; A. Klein et al.: Evaluation of different feed-in tariff design options, Energy Economics Group, 2010.

39 O. Langniß et al.: Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy. Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act, in: Energy Policy, 37. Jg. (2009), S. 1289 ff.

40 Vgl. C. Hiroux, M. Saguan: Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?, in: Energy Policy, 38. Jg. (2010), S. 3135 ff.; O. Grothe, F. Müsgens: The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules, EWI Working Paper, Nr. 12/07, Köln.

41 C. Klessmann et al.: Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks. A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, in: Energy Policy, 36. Jg. (2008), S. 3646 ff.; C. Batlle et al.: Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing, in: Energy Policy, 41. Jg. (2012), S. 212 ff.; E. Gawel, A. Purkus: Promoting the Market and System Integration of Renewable Energies through Premium Schemes – A Case Study of the German Market Premium, in: Energy Policy, 61. Jg. (2013), S. 599 ff.

42 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Eckpunktepapier, Berlin 2013.

gen. Diesen Vorzug besitzen hingegen Kapazitätsmechanismen und (zumindest theoretisch) auch Quotenmodelle.

Kapazitätsbasierte Förderung

Eine weitere grundlegende Option der Förderung sind Kapazitätsmechanismen. Situationen mit Stromüberangebot zeigen ein prinzipielles Problem der mengenbasierten Förderung auf, das für Einspeisevergütung wie Prämienmodelle gilt: Die Stromeinspeisung bleibt lohnend, solange die erwartete Vergütung die Grenzkosten übersteigt, d.h. für erneuerbare Energien mit Grenzkosten von Null: sogar bei negativen Preisen. Eine grundlegende Reformmöglichkeit wäre daher, die garantierte Vergütung von produzierter Strommenge auf installierte Kapazität umzustellen.⁴³ Über die Festsetzung von technologiespezifischen Vergütungssätzen (oder Ausschreibungen) für Kapazität könnten Regulierer so den Ausbau des Erneuerbare-Energien-Anlagenparks zeitlich, räumlich oder nach Technologien steuern, während der Verkauf von Strom zu Marktpreisen Anreize für bedarfsgerechte Erzeugung bzw. eine freiwillige Abregelung zu Zeiten negativer Strompreise setzt.⁴⁴ Die stärkere Ertragsabhängigkeit der erneuerbaren Energien von den volatilen Marktpreisen in einem Kapazitätzahlungsregime dürfte jedoch – wie bei Quote und fixen Prämien – in höheren Risikoaufschlägen für Investments in erneuerbare Energien und möglicherweise reduzierter Investitionsaktivität resultieren.

Auch die derzeitige EEG-Förderung über eine garantierte Einspeisevergütung bei gleichzeitigem Einspeisevortrag, „Nichteinspeisekompensation“ bei Abregelung und langfristig weitgehend prognostizierbaren Stromerträgen stellt bereits eine Quasi-Kapazitätsvergütung von erneuerbaren Energien dar.⁴⁵ Sie ist allerdings an der Verfügbarkeit der Anlagen ausgerichtet und beseitigt gerade nicht das problematische knappheitsabstrakte Einspeiseinteresse der Betreiber. Auch kann die EEG-Regelung die jeweils installierte Kapazität kaum staatlich kontrollieren, sondern delegiert das Installationsvolumen zeitlich, räumlich und technologisch weitgehend an den Markt.

Nirwana Approach vermeiden

Dieser Überblick macht deutlich: Den möglichst rasch einzuschlagenden, neuen Königsweg für die Markt- und

Systemintegration der Erneuerbaren oder für eine weniger ambitionierte bloße Umlagebegrenzung gibt es nicht. Effizienz-Kritik am EEG ist wohlfeil; sie wäre glaubhafter und zugleich energie- und umweltpolitisch relevanter, wenn sie die jeweiligen instrumentellen Alternativen unter Praxisbedingungen fair miteinander vergleichen würde und die bei Strommarkt eingriffen unentrinnbaren Zielkonflikte adressieren würde – z.B. zwischen Investitionssicherheit und Marktintegration. Strommarkt-Governance bedeutet in der Praxis das schwierige Navigieren zwischen Markt- und Staatsversagen. Dass theoretische Modelle im Lehrbuch eher zu überzeugen vermögen als in der Realität, musste bereits der Emissionshandel schmerzlich erfahren. In dieser Hinsicht schwächelt vor allem das Quotenmodell, das in erster Linie in der Theorie und unter idealisierten Bedingungen überzeugen kann. Ein gehaltvoller Vergleich alternativer Förderregime für erneuerbare Energien muss jedoch die jeweiligen Vor- und Nachteile realistisch in den Blick nehmen und die Risiken von Staats- und Marktversagen beim jeweiligen institutionellen Förder-Arrangement sorgfältig abwägen. Jedenfalls dürfte an technologydifferenzierten Förderansätzen aus einer Reihe von guten Gründen (technologischer Entwicklungsgrad, Vermeidung neuer Lock-ins, differente ökologische und räumliche Impacts) auf absehbare Zeit kein Weg vorbeiführen.

Aber auch eine systemimmanente Weiterentwicklung der jetzigen Einspeisevergütungen – als einfachste Reform-Lösung – käme um eine Neubewertung des erreichten Technologieentwicklungsstandes und der zu erwartenden weiteren Kostensenkungen bei einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien nicht herum.⁴⁶ Zudem sind die Lastverteilungsregeln mit Blick auf hypertrophe Industrieausnahmen dringend zu reformieren.⁴⁷

Flankierende Maßnahmen nötig

Schließlich darf auch nicht übersehen werden, dass nicht allein das EEG für die Leistungsfähigkeit und die Kosten der Systemtransformation im Stromsektor Verantwortung trägt. Vielmehr sind flankierende Maßnahmen nötig, die zugleich den einseitigen Druck auf das Förderregime intelligent zu drosseln vermögen:

- Der europäische Emissionshandel ist zu stärken und in seiner Rolle als Internalisierungshebel für Klimafolgekosten zu ertüchtigen. Dies trägt klimapolitisch zum nötigen „level playing field“ bei, auf dem sich erneuer-

43 M. Andor et al., a.a.O.; enervis/BET, a.a.O.; Öko-Institut, a.a.O.

44 M. Andor et al., a.a.O.; enervis/BET, a.a.O.

45 T. Beckers, A. Hoffrichter: Zentrale Optionen für das institutionelle Stromsektordesign und Auswirkungen auf kommunale Aktivität, www.kim.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/kim/konferenz_2013/vortraege/noch_www_neuer_2013_06_21-vortrag_wip_beckers_hoffrichter-stromsektordesign_kommunale_aktivitaet-kim-v05_tb_21_06_2013.pdf, sprechen von einer „unvollständigen Kapazitätsoption“.

46 So auch Agora Energiewende, a.a.O.

47 Siehe E. Gawel, C. Klassert: Besondere Ausgleichsregelung im EEG: Quo vaderis?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63. Jg. (2013), H. 10, S. 29 ff.

bare Energien leichter behaupten können, und beugt einem Börsenstrompreisverfall vor.

- Die über Standorte und Flächen für erneuerbare Energien gebietenden Bundesländer müssen wirksam koordiniert werden, damit ein kontraproduktiver Ausbau-Wettlauf mit Überhitzungserscheinungen als Kostentreiber eingedämmt werden kann.
- Speicher und Netze als komplementäre Infrastrukturen sind weiterzuentwickeln, um Probleme der Reservekapazität und der Verschwendung von erneuerbaren Energien abzubauen. Zugleich ist eine effiziente Netzsteuerung zu ermöglichen: Auch Stromerzeuger müssen bei ihren Standortentscheidungen die erforderlichen Transportkosten im Netz berücksichtigen.⁴⁸ Hier müssen insgesamt die indirekten Systemkosten (Kosten für Regelenergie, Vorhaltung von Reservekapazität, Netz- und Speicherausbau) stärker in den Blick genommen werden.
- Die bisher unzureichende Energieeffizienz ist zu forcieren; sie mildert die Substitutionsnotwendigkeit der Energieträger und begrenzt das erforderliche Ausbauvolumen der erneuerbaren Energien. Hierzu tragen aber gerade „hohe“ Strompreise auf marktwirtschaftliche Weise bei; diese sind kein Schicksalsschlag, sondern halten zu effizientem Verbrauchsverhalten an, das die Kostenbelastung wirksam begrenzen kann.
- Der Anbieterwettbewerb im Haushaltskundensegment muss gestärkt werden, was zur Strompreisdämpfung beiträgt; hierzu haben die Stromkunden selbst den Schlüssel in der Hand (Anbieterwechsel).
- Schließlich müssen beim Ausbau von erneuerbaren Energien stärker deren externe Kosten in der Landschaft berücksichtigt werden. Neben der Verbrauchs-

nähe oder einer Ertrags- bzw. Erlösoptimierung als Raumallokationsprinzipien zeigt gerade der Raumwiderstand bisher vergessene Kosten der Energiegewinnung in der Fläche auf und muss in die Ausbau-Governance integriert werden (räumliche Ausbausteuerung).

Der selbst aufgebaute Reformdruck setzt die Politik jetzt unter erheblichen Zugzwang. Das sich so bietende Gelegenheitsfenster zur Strukturreform ruft sogleich zahllose Interessen auf den Plan, welche die Möglichkeit sehen, die Spielregeln nunmehr zu ihren Gunsten zu verändern. Dem absehbaren Lobby-Basar aus Branchen-, Regional- und Gruppeninteressen sollte die Politik im Interesse einer langfristigen Nachhaltigkeitsperspektive widerstehen. Zwar ist die Förderphilosophie des EEG 1.0 ersichtlich an ihre Grenzen gelangt und bedarf einer Neuorientierung. Diese sollte aber nicht vom verfehlten Kostenmaßstab „EEG-Umlage“ getrieben werden. Daher kann nicht die sofortige Umlagebegrenzung um jeden Preis oder das Bemühen um Verschleierung der Förderkosten das Gebot der Stunde sein, sondern eine mittelfristig tragfähige Strukturreform, die auf einer Problemanalyse und einer klaren Zielpriorisierung basiert. Dabei ist weder die Förderung erneuerbarer Energien grundsätzlich in Frage zu stellen, noch sollte abermals allzu abrupt in die Rahmenbedingungen des bisherigen Ausbaus erneuerbarer Energien eingegriffen werden; unnötige Investitionsrisiken für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sind zu vermeiden. Auch muss klar sein, dass von einem „Förderregime 2.0“ keineswegs allein die Effizienz des Systemumbaus gesichert werden kann: Netze und Speicher, Energieeffizienz, Residuallast- und Nachfragemanagement müssen ihre Systembeiträge dazu liefern. Klar ist auch: Ein technologieneutrales Quotenmodell weiß die gegenwärtigen Herausforderungen der Energiewende nicht annähernd zu meistern und scheidet klar aus. Bis auf weiteres muss der Staat beim Technologie-Mix auch weiterhin Allokationsverantwortung übernehmen.

48 Vgl. A. Löschel et al., a.a.O.

Title: “Fundamental Rearrangement” of the German Renewable Energy Sources Act – But How is This to Be Achieved?

Abstract: *The public debate on the German energy transition has recently been widely dominated by concerns about costs, particularly the role of the feed-in tariffs (FIT) of the German Renewable Energy Sources Act and its rising surcharge on electricity prices. The apportionment rate has been misleadingly taken as an indicator for societal transition costs. Hence, the calls for a fundamental reform of the German FIT scheme are growing louder, and manifold but competing concepts have been suggested so far. The paper deals with the question of how such a reform could look like and what might be really gained from developing the current FIT scheme.*

JEL Classification: H23, Q42, Q48