

VDE-Studie



**Marktintegration
erneuerbarer
Energien**

ETG

VDE

Autoren

ETG-Fachbereich V3 „Energiewirtschaft“

Christian Hewicker, KEMA Consulting GmbH

Wolfgang Glaunsinger, VDEIETG

Bernd Jauch, EnBW AG

Dr. Christoph Maurer, CONSENTEC GmbH

Prof. Albert Moser, RWTH Aachen

Dr. Tobias Paulun, European Energy Exchange AG

Dr. Andreas Schäfer, RWTH Aachen

Jutta Schäufele, EnBW AG

Dr. Klaus von Sengbusch, 50Hertz Transmission GmbH

Dr. Jürgen Tzschoppe, Statkraft Markets GmbH

Joachim Vanzetta, Amprion GmbH

Eike Weldner, Städtische Werke Netz und Service GmbH

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-346 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Titelbild: 50 Hertz Transmission GmbH

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Februar 2013

Marktintegration erneuerbarer Energien

**Studie der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Hintergrund	5
2	Implementierte Verfahren zur Förderung erneuerbarer Energien	5
3	Derzeitige Direktvermarktungsoptionen in Deutschland	8
4	Fazit	12
5	Literatur	14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Residuallast im Jahr 2020 im Simulationsszenario, Quelle: eigene Berechnungen	10
Abbildung 2:	Entwicklung der kostenbasierten Preise elektrischer, Quelle: eigene Berechnungen	10

1 Einleitung und Hintergrund

Ziel dieses Papier ist die Darstellung der energiewirtschaftlichen Sicht der Energietechnischen Gesellschaft des VDE (ETG) auf die Frage eines kosteneffizienten Ausbaus und einer kosteneffizienten Einbindung von Erneuerbarer Energien (EE) in das Energiesystem. Um sich der Beantwortung dieser Frage zu nähern, werden zunächst die derzeit in Europa implementierten Förderverfahren mit ihren wesentlichen Ausprägungen einschließlich der Direktvermarktungsoptionen in Deutschland vorgestellt. Darauf basierend wird aufgezeigt, in welchem Umfang Veränderungen bei den Anforderungen an den Energiemarkt in den kommenden zwei Jahrzehnten zu erwarten sind. Das anschließende Fazit bewertet diesen Entwicklungsprozess und skizziert Lösungskonzepte.

2 Implementierte Verfahren zur Förderung erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden zunächst mit der „Festpreisvergütung“ und dem „Quotenmodell“ die zwei grundsätzlich unterschiedlichen implementierten Methoden zur EE Förderung vorgestellt.

Festpreisvergütung

In seiner klassischen Ausgestaltung sieht die Festpreisvergütung vor, dass für die in EE Anlagen erzeugte Energie ein fester Preis über einen bestimmten Förderzeitraum gezahlt wird. Dadurch gibt es keine Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung und keine zusätzlichen direkten Investitionsanreize. Mit diesem Modell ist zwangsläufig eine Entkopplung der Rollen Erzeugung und Vermarktung verbunden, da für die Vermarktung eine zusätzliche unabhängige Instanz benötigt wird, die den Festpreis an die Erzeuger zahlt, die Energie vermarktet und Prognosefehler ausgleicht. In Deutschland wird diese Rolle derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern wahrgenommen.

Politische Vorgaben wie Technologieförderung und Mengenvorgaben sind in diesem Modell z.B. umsetzbar, indem technologieabhängige Festpreise nur für eine begrenzte neu installierte Leistung, ggf. pro Jahr und Technologie, bezahlt oder Vergütungssätze in Abhängigkeit vom EE Zubau angepasst werden.

Die derzeit europaweit diskutierten Weiterentwicklungen der Festpreisvergütung haben im Wesentlichen zwei Ziele:

1. Effizienzsteigerung bei Vermarktung und Betrieb
2. Verlagerung von Risiken der Strompreisentwicklung auf EE Anlagenbetreiber

Effizienzsteigerung bei Vermarktung und Betrieb

Um mehr Freiheitsgrade bei der EE Vermarktung nutzen zu können und ggf. auch Einfluss auf den Betrieb der EE Anlagen zu nehmen, sind Direktvermarktungsmodelle grundsätzlich geeignet, bei denen der Anlagenbetreiber auch die Vermarktungsaufgabe einschließlich Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern

übernimmt. Zusätzlichen Kosten für die Anbindung der einzelnen Anlagenbetreiber an den Markt – beispielsweise technische Infrastruktur für Handels- und Abwicklungssysteme – stehen in diesem Modell Effizienzgewinne aufgrund zusätzlicher Anreize für bedarfsgerechte Einspeisung von EE gegenüber. Rein optionale Modelle, die einen Weg zurück in die Festpreisvergütung zulassen, verändern dabei die Risikoposition der EE Anlagenbetreiber nicht grundsätzlich und haben dadurch praktisch keine Wirkung auf den EE Zubau. Die beiden in Deutschland implementierten optionalen Direktvermarktungsmodelle (Marktprämienmodell und Grünstromprivileg) werden nachfolgend im Abschnitt „Derzeitige Direktvermarktungsoptionen in Deutschland“ vorgestellt.

Verlagerung von Risiken der Strompreisentwicklung auf den EE Anlagenbetreiber

Um Anreize zur bedarfsgerechten EE Einspeisung zu schaffen und Teile der Risiken der Strompreisentwicklung auf den EE Anlagenbetreiber zu verlagern, wird in einigen Ländern eine Festpreisvergütung als Ergänzung zum Vermarktungserlös gezahlt. In implementierten Modellen wird derzeit oft auch auf eine Direktvermarktungspflicht verzichtet und der börsliche Preis als Vermarktungserlös angenommen. Zur Beschränkung des Risikos für den EE Anlagenbetreiber gibt es zusätzliche Ansätze, die Änderung des börslichen Preises durch Ober- und Untergrenzen zu reduzieren. Dieses Modell wird beispielsweise in Spanien angewendet und als „Cap- and Floor Modell“ bezeichnet. Ähnlich funktioniert die Verwendung von Strompreisprognosen als Führungsgröße, wobei dort zur Vereinfachung und Reduzierung von Unsicherheiten für den EE Anlagenbetreiber tagesaktuelle Änderungen im Energiesystem unberücksichtigt bleiben. Diese Variante ist beispielsweise in dem in Deutschland in der Vergangenheit diskutierten, aber nicht umgesetzten Kombikraftwerksbonus-Modell enthalten, das sich allerdings in anderen Punkten deutlich von den o.g. Modellen unterscheidet.

Quotenmodell

Im Quotenmodell, das u.a. in Großbritannien, Schweden, Norwegen, Polen, Belgien und Rumänien zum Einsatz kommt, wird ein grundsätzlich anderer Ansatz verfolgt. Im Gegensatz zur Festpreisvergütung basieren Quotenmodelle auf politischen Zielvorgaben an die Menge der aus EE erzeugten elektrischen Energie, die häufig als prozentualer Anteil der gesamten Stromerzeugung angegeben werden. Folglich bildet sich in diesen Modellen ein Marktpreis für EE, der – in einem effizienten System – gerade den Kosten für die Erfüllung der Quote entspricht. Üblicherweise müssen Energieversorger und große Endverbraucher den Nachweis erbringen, dass sie die vorgegebene EE-Quote einhalten.

Zum Erfüllen der Quote können entweder Grünstromzertifikate erworben oder eigene Anlagen betrieben werden. Emittenten von Grünstromzertifikaten sind die Betreiber der EE-Anlagen. Neben den Einnahmen aus Grünstromzertifikaten können die Anlagenbetreiber Einnahmen aus dem Verkauf der erzeugten elektrischen Energie erzielen. In den meisten Fällen, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen über Quoten und Zertifikate gefördert wird, bestehen gleichzeitig weitere Fördermechanismen. In Belgien etwa besteht ergänzend zum Quotensystem ein System der festen Einspeisevergütung.

Wesentliche Unterschiede zwischen den existierenden Systemen bestehen unter anderem in der Frage, ob eine technologieabhängige Förderung stattfindet oder erneuerbare Energien unabhängig von der eingesetzten Technologie gefördert werden. Zudem gibt es Systeme, in denen sich ein freier Marktpreis bilden kann, in anderen Fällen hingegen bestehen Mindest- und teilweise auch Höchstpreise.

Zertifikatehandel und Technologieförderung

Als Emittenten von Grünstromzertifikaten treten die Erzeuger von EE-Strom in der Rolle des Anbieters von Grünstromzertifikaten am Markt auf. Auf der Nachfrageseite ist es Energieversorgungsunternehmen meist freigestellt, ob sie die benötigte Zertifikatmenge über den Kauf von Zertifikaten oder eigene Erzeugungsanlagen beschaffen.

Auch in Quotenmodellen ist es möglich, EE Anlagen technologiespezifisch zu fördern. In einigen Ländern mit Quotenmodellen werden technologieabhängige Mindestpreise für Grünstromzertifikate festgelegt, in anderen Fällen wird Energie aus unterschiedlichen EE-Technologien spezifisch gewichtet. So wird etwa in Polen eine Megawattstunde aus Onshore-Windkraft mit Faktor 1 gewichtet, eine Megawattstunde aus einer Offshore-Windenergieanlage dagegen mit Faktor 1,1. Für die Erzeugung einer Megawattstunde elektrischer Energie aus Offshore-Windanlagen erhält der Anlagenbetreiber entsprechend mehr Zertifikate, die er am Markt veräußern kann.

Keine Differenzierung zwischen Erzeugungstechnologien findet hingegen in Schweden statt, d.h. für jede Megawattstunde erzeugter elektrischer Energie aus EE wird genau ein Grünstromzertifikat emittiert. Hierdurch wird das Ziel verfolgt, die jeweils günstigsten erneuerbaren Energien zu fördern. Differenziert wird in Schweden jedoch nach der Anlagengröße: Große Wasserkraftwerke sind beispielsweise von der Förderung ausgenommen.

Zahlungen bei Nichterfüllung der Quote

In einigen Quoten- und Zertifikatssystemen werden den verpflichteten Energieversorgungsunternehmen und Verbrauchern mehrere Wege eingeräumt, ihre Quotenverpflichtung zu erfüllen. So besteht zum Beispiel in Großbritannien die Möglichkeit, anstelle von Zertifikaten oder eigenen EE-Anlagen die fixierte Quote über festgelegte Zahlungen an einen Fonds zu erfüllen. Strafzahlungen werden in derartigen Systemen erst dann fällig, wenn auch diese Möglichkeit nicht genutzt wurde. Implizit definieren solche Mechanismen allerdings Höchstpreise für EE, die das System der freien Preisbildung unterlaufen und so die Wirksamkeit des Quotenmodells gefährden.

3 Derzeitige Direktvermarktungsoptionen in Deutschland

Marktprämienmodell

Mit der Novellierung des EEG zum 1. Januar 2012 wurde das Marktprämienmodell eingeführt [1]. Grundprinzip dieses Modells ist ein Ausgleich der Differenz zwischen tatsächlichem Wert der Energie aus EE, der aus dem Börsenpreis abgeleitet wird, und der anlagenspezifischen Festpreisvergütung über eine sogenannte Marktprämie. Zusätzlich ist in der Marktprämie eine Managementprämie enthalten, die die Vermarktungskosten inkl. Profilservicekosten decken soll.

Ziel des Marktprämienmodells ist es, über zusätzliche Freiheitsgrade zur Steigerung der Vermarktungserlöse EE besser in den Energiemarkt zu integrieren. Bei der aktuellen Ausgestaltung von Marktprämie und Festpreisvergütung gibt es dafür im Wesentlichen nachfolgende vier Optionen:

1. Erhöhung der Vermarktungserlöse durch ein Verschieben der elektrischen Energieerzeugung in Zeiten hoher Strompreise
2. Verringerung der Profilservicekosten durch Einbindung der EE in andere Portfolios und Verbesserung der Prognosegüte
3. Entfall der Abnahmeverpflichtung für EE Strom
4. Erzielung zusätzlicher Vermarktungserlöse durch die Vermarktung von Systemdienstleistungen (insb. Regelenergie)

Option 1 kann in signifikantem Umfang systembedingt nur von steuerbaren EE genutzt werden. Bei nicht steuerbaren EE wird von den Befürwortern des Marktprämienmodells erwartet, dass die höhere Flexibilität der Direktvermarkter, die den EE Strom direkt in Portfolios mit steuerbarer Erzeugung integrieren können, die Profilservicekosten senkt (Option 2).

Option 3 ist ebenfalls insbesondere für nicht steuerbare EE von Relevanz. Sowohl bei stark negativen Strompreisen als auch zur Fahrplannerfüllung seines gesamten Portfolios kann es für den Direktvermarkter sinnvoll sein, von dieser Option Gebrauch zu machen und nicht steuerbare EE in ihrer Erzeugung zu drosseln. Für den Fall stark negativer Preise ist ein Vermarktungsstopp allerdings auch in der Festpreisvergütung heute bereits vorgesehen, dessen aktuelle Parametrierung jedoch weitgehend willkürlich erscheint.

Option 4 ergibt sich aus der konkreten Ausgestaltung der Vermarktungsmodelle in Deutschland. Grundsätzlich wäre diese Option auch in der Festpreisvergütung möglich, ist dort aber dem EE Anlagenbetreiber und den vermarktenden ÜNB über Vermarktungsvorgaben und das sogenannte Doppelvermarktungsverbot untersagt.

Durch die Optionalität des Marktprämienmodells kann es auch von Bestandsanlagen genutzt werden. Ein Austreten dieses Vermarktungsmodells ist durch die monatliche Chance zur Rückkehr in die Festpreisvergütung weitgehend risikofrei möglich.

Grünstromprivileg

Bis Ende 2011 sah das Grünstromprivileg vor, dass Lieferanten mit einem EE Anteil von mehr als 50% ihren Kunden keine EEG Umlage in Rechnung stellen mussten. Problematisch bei dieser Ausgestaltung war, dass das Grünstromprivileg mit steigender EEG Umlage wirtschaftlich vorteilhafter wurde und bereits Ende 2011 zu erheblichen Mitnahmeeffekten führte. Daher wurde im EEG 2012 der Vorteil des Grünstromprivilegs auf eine Reduktion der EEG Umlage um 2 Cent begrenzt.

Da bereits Erfahrungen mit dieser Höhe der Vergünstigung beim Grünstromprivileg aus 2010 vorliegen und dessen Nutzung im EEG 2012 durch eine Pflichtanteil von 20% volatiler EE zusätzlich erschwert wurde, ist zu erwarten, dass es in Zukunft dauerhaft nur noch in kleinem Umfang in Anspruch genommen werden wird.

Zukünftige Entwicklung

Die derzeitige politische Diskussion lässt erwarten, dass auch in den kommenden Jahren EE in erheblichem Umfang subventioniert zugebaut werden. Vor diesem Hintergrund wird neben der Ausgestaltung der Fördersysteme zunehmend hinterfragt, ob der Energy Only Markt an sich überhaupt noch geeignet ist, ausreichend Anreize für einen effizienten Ausbau und Betrieb des nicht subventionierten Teils des Erzeugungssystems zu liefern. Wesentliche Ursache der Diskussion sind dabei die geringen Grenzkosten dargebotsabhängiger EE.

Um sich der Frage zu nähern, in welchen Zeitbereichen grundsätzliche Systemveränderungen angemessen erscheinen, wird nachfolgend zwischen einem absehbaren Zeitbereich bis 2020, für den konkrete Pläne zum EE- und Kraftwerksausbau existieren, sowie einem Zeitbereich danach bis 2030 unterschieden, der für heutige Investitionsentscheidungen in Großprojekte ebenfalls von hoher Relevanz ist.

Ausblick 2020

Gemäß politischen Forderungen und entsprechenden Prognosestudien soll der EE Anteil bis zum Jahr 2020 bei 35% bis 40% der Bruttostromerzeugung liegen [2, 3]. Die installierte EE Kapazität wird dann mehr als 100 GW betragen. Mit diesen Annahmen, ergänzt um Pläne zum Ausbau des konventionellen Kraftwerksparks in Europa sowie zum EE Ausbau außerhalb Deutschlands, ist es möglich, den Strommarkt im Jahr 2020 zu simulieren. Diese Simulationsergebnisse, die nachfolgend kurz vorgestellt werden, liefern Indikatoren, ob unser derzeitiger Strommarkt im Jahr 2020 noch geeignet ist, effiziente Einsatz- und Ausbausignale insbesondere für konventionelle Kraftwerke und Speicher zu generieren.

Eine Auswertung der Eingangsdaten der Simulationsrechnungen zeigt, dass trotz der hohen installierten EE-Kapazität, die die zu erwartende Höchstlast deutlich übersteigt, weiterhin in der überwiegenden Zahl der Stunden im Jahr 2020 steuerbare, thermische Erzeugungsanlagen die Grenzkraftwerke und damit die preissetzenden Einheiten sein werden. Wesentliche Ursache sind die niedrigeren Volllaststunden der meisten regenerativen Erzeuger im Bereich von 1.000 – 3.500 h/a, die deutlich unter der Auslastung der meisten thermischen Kraftwerke liegen. Dies lässt sich auch bereits an der in Abbildung 1 gezeigten Residuallastkurve erkennen, in der der Verbrauch in Deutschland um die EE sowie KWK Erzeugung reduziert wurde.

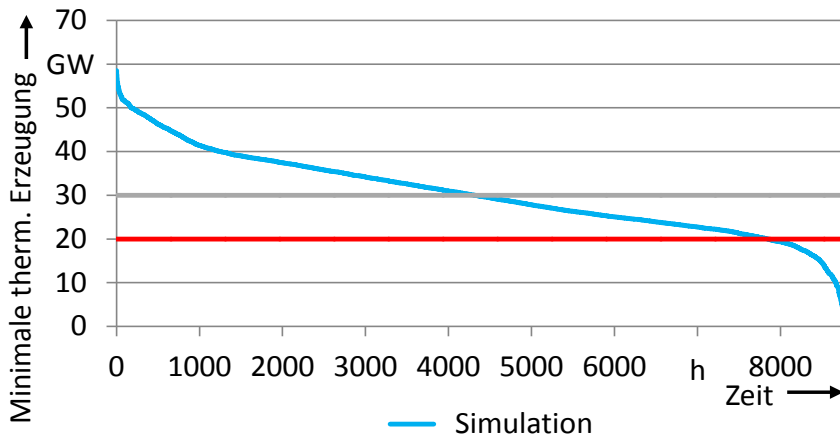


Abbildung 1: Residuallast im Jahr 2020 im Simulationsszenario, Quelle: eigene Berechnungen

Die Simulationsrechnung liefert die zu diesem Szenario zugehörigen Strompreise, basierend auf den variablen Erzeugungskosten der einzelnen Anlagen. Exemplarisch sind diese in Abbildung 2 in Form von drei Punkten dargestellt. Die Obergrenze zeigt den durchschnittlichen Strompreis zu Peak Stunden, die Untergrenze den durchschnittlichen Strompreis zu Off-Peak Stunden und der mittlere Balken den durchschnittlichen Preis eines Base Produktes. In den zwei Säulen „EPEX“ und „real“ wird lediglich die Definition der Peak- und Off-Peak-Zeiten verändert: Bei „EPEX“ wird die derzeitigen Definition der Peak-Zeiten (Montag – Freitag, 8 -20h) verwendet und bei „real“ eine mathematischen Definition, in der die teuersten 3144 Stunden des Jahres als Peak-Zeiten festgelegt werden.

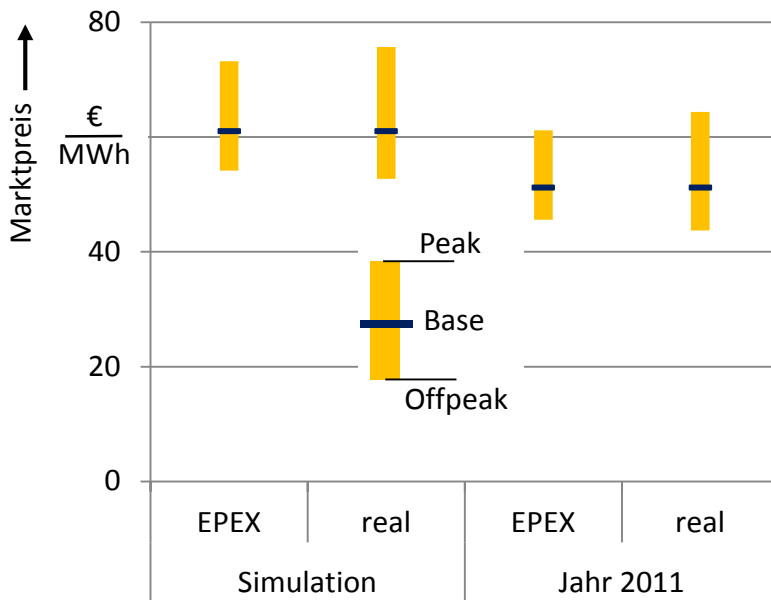


Abbildung 2: Entwicklung der kostenbasierten Preise elektrischer, Quelle: eigene Berechnungen

Es zeigt sich, dass die durchschnittlichen Peak- und Off-Peak-Preise nur geringfügig durch die geänderte Definition beeinflusst werden. Auch weitergehende Analysen bestätigten, dass beim unterstellten Kraftwerksausbau mit keiner signifikanten Steigerung der Volatilität der Strompreise zu rechnen ist.

Ob der unterstellte Kraftwerksausbau, der in Deutschland den Zubau effizienter GuD Anlagen vorsieht, rein marktbasierend erfolgen wird, erscheint auf Basis der

Simulationsergebnisse allerdings fraglich. Diverse dieser Anlagen sowie weitere konventionelle Erzeugungsanlagen sind bereits 2020 in den Simulationsergebnissen nicht im Geld.

Aus Sicht der ETG lassen sich aus diesen Ergebnissen folgende Rückschlüsse ziehen:

1. Es ist zu erwarten, dass der Energy Only Markt in Deutschland und Europa auch im Jahr 2020 in ähnlicher Form wie heute in der Lage sein wird, EE Erzeugung aufzunehmen und effiziente Signale für den Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher zu generieren, wenn der Ausbau von Netz- und Erzeugungssystem europaweit im erwarteten Umfang erfolgt.
2. Aus der Tatsache, dass 2020 in den Simulationsrechnungen diverse Kraftwerke nicht im Geld sind, sollte nicht unmittelbar der Bedarf einer zusätzlichen Förderung konventioneller Erzeugungskapazität abgeleitet werden. Grundsätzlich liefert der Energy Only Markt auch zum Ausbau von Erzeugung und Speichern richtige ökonomische Signale und überlässt Technologie- und Standortentscheidungen dem Markt, was – bei einheitlichen Rahmenbedingungen in Europa – die Effizienz des Gesamtsystems fördert. Allerdings liefert der Energy Only Markt innerhalb von Preiszonen keine regionalen Anreize für die Vorhaltung und Aktivierung von Kraftwerksleistung, was zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen kann. Bereits heute sind zur Vermeidung regionaler Netzengpässen erzeugungsseitige Maßnahmen erforderlich. Mittelfristig wird sich zusätzlich die Frage stellen, ob die installierte gesicherte Leistung in Deutschland insgesamt ausreichend hoch ist. In welchem Umfang die aus diesen Entwicklungen resultierenden Maßnahmen den Energy Only Markt als maßgebliches Finanzierungselement für konventionelle Kraftwerke verdrängen, wird wesentlich davon abhängen, wie die Entscheidungen der Politik zu Definition und Relevanz nationaler Energieautarkie sowie der Akzeptanz hoher Preisspitzen ausfallen und welche Wege unsere Nachbarländer bei diesen Fragen einschlagen.

Ausblick 2030

Die Ausbauziele der Bundesregierung sehen für 2030 vor, dass 50 Prozent der deutschen Elektrizitätsnachfrage durch EE gedeckt werden. Nach der Leitstudie 2010 des Bundesumweltministeriums soll im Jahre 2030 allein die dargebotsabhängige Energieform Wind etwa 35 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs decken.

Trotz dieser Herausforderungen sollte aus folgenden Gründen aus ETG Sicht auch im Jahr 2030 der Markt zentraler Koordinationsmechanismus des Elektrizitätssystems sein:

- Es ist davon auszugehen, dass konventionelle Erzeugungsanlagen rechnerisch zwar nur noch 50 Prozent der Deckung des deutschen Jahresenergieverbrauchs übernehmen, dennoch aber auch 2030 und danach in den meisten Stunden die Grenzkraftwerke stellen dürften. Marktmechanismen können folglich auch zukünftig den effizienten Einsatz konventioneller Kraftwerke sicherstellen und so einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz des Gesamtsystems liefern.

- Auch zu Zeiten, in denen ein Überschuss an EE Einspeisung koordiniert werden muss, können marktbasierende Mechanismen staatliche Zuteilungen, Diskriminierungen und Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus vermeiden und effiziente Anreize für den Einsatz von Speichern bzw. Lastanpassung liefern.
- Transparente Preissignale sind auch vor dem Hintergrund einer zunehmenden Integration europäischer Elektrizitätsmärkte eine Voraussetzung für grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse von Niedrigpreis- in Hochpreisgebiete. Überschüsse einzelner nationaler Märkte werden somit – angereizt über das Preissignal – dazu genutzt, Knappheitssituationen anderer Märkte auszugleichen. Dieser Mechanismus sollte besonders angesichts zunehmender fluktuierender Erzeugung durch den EE-Ausbau verstärkt genutzt werden.

Funktionierende Marktmechanismen sorgen also nicht nur für einen effizienten Einsatz konventioneller Kraftwerke, sondern sie helfen mit ihrer Koordinationsfunktion, EE in das Energiesystem zu integrieren und so den EE-Ausbau weiter vorantreiben zu können.

4 Fazit

Modelle zur EE Förderung

Wesentlicher Vorteil von Modellen der Festpreisvergütung sind geringe Risiken auf Seite der EE Anlagenbetreiber, die günstigere Finanzierungsbedingungen erlauben und so bei geeigneter Parametrierung der Vergütungssätze einen günstigen EE Zubau ermöglichen. Die geeignete Parametrierung gestaltet sich jedoch in der Praxis schwierig, da kurzfristige Anpassungen der Vergütungssätze einer Planungssicherheit auf Investorenmenseite entgegenstehen und die Gefahr einer Überförderung und damit verbundenen Fehlallokation bergen.

Direktvermarktungsmodelle haben praktisch keine Auswirkungen auf den EE Zubau, wenn sie finanziell der Festpreisvergütung weitgehend gleich gestellt oder optional sind. Sie beeinflussen lediglich die EE Vermarktung. Die Vorteilhaftigkeit dieser Modelle ist schwer zu bewerten, so lange sie insgesamt zu einer Erhöhung der EE Subventionen führen. Grundsätzlich vorteilhaft bei der Direktvermarktung ist, dass den Anlagenbetreibern oder deren Vermarktern mehr Freiheitsgrade beim Betrieb der EE Anlagen gelassen und diese z.B. zur Verbesserung der Fahrplanteue eines ggf. größeren Portfolios genutzt werden können. Wann Vorteile durch Nutzung dieser zusätzlichen Freiheitsgrade die Skalenvorteile einer zentralen Vermarktung durch die ÜNB übersteigen, ist technologieabhängig und insbesondere bei dargebotsabhängigen EE derzeit unklar. Bis zu diesem Zeitpunkt ist aus Sicht der ETG die Koexistenz optionaler Direktvermarktungsmodelle, die erprobt werden müssen, und eines zentralen Vermarktungssystems durch die ÜNB sachgerecht. Sowohl die Direktvermarktungsmodelle als auch das zentrale Vermarktungssystem sollten während dieser Zeit kontinuierlich weiterentwickelt und an den jeweiligen Erkenntnisstand angepasst werden.

Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten ermöglichen es im Falle freier Preisbildung, einen Marktpreis für erneuerbare Energien zu bestimmen. Sie bieten

somit eine Möglichkeit zur Marktintegration erneuerbarer Energien und sind vor diesem Hintergrund begrüßenswert. Ähnlich wie in Systemen mit fester Einspeisevergütung führt jedoch in den meisten tatsächlich bestehenden Quotensystemen eine Vielzahl unterschiedlicher Fördermechanismen und Parameter zu einer hohen Komplexität. Außerdem verschieben sie Risiken von der Allgemeinheit auf die Anlagenbetreiber. Durch das höhere Risiko erhöhen sich Risikoprämien und damit die Finanzierungskosten. Diese Zusatzkosten im Quotenmodell stehen damit Zusatzkosten durch eine ineffiziente Parametrierung in der Festpreisvergütung gegenüber.

Eine vergleichende Bewertung der Effektivität implementierter Modelle zur EE Förderung ist schwierig, da sich die Gesamtkosten von EE im Wesentlichen aus dem lokalen EE Dargebot sowie der politischen Entscheidung für oder gegen bestimmte Technologieförderungen ergeben. Um dennoch die Güte von Modellen zu beurteilen, erscheinen der ETG folgende Bewertungskriterien sachgerecht:

- Werden übergeordnete Ziele (z.B. bezüglich eines EE Anteils an der Gesamterzeugung) erreicht?
- Werden mittelfristig effiziente Technologien gefördert?
- Werden effiziente Projekte in einer Technologie gefördert?
- Werden effiziente Vermarktungsmodelle gefördert?

Der Schlüssel zur Findung eines Modells, das vorgenannte Kriterien möglichst gut erfüllt, liegt dabei aus Sicht der ETG nicht in der Entscheidung zwischen Quotenmodell und Festpreisvergütung. Beide Systeme haben ihre Vor- und Nachteile und bieten viele Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung. Vielmehr wird sich die Effizienz der EE Förderung an einer geeigneten Nutzung der Freiheitsgrade im jeweiligen Verfahren entscheiden. Außerdem wäre es erstrebenswert, einen europaweit einheitlichen Fördermechanismus zu finden, um Standortvorteile unterschiedlicher Technologien geeignet zu nutzen.

Rolle des Marktes

Unabhängig von der Frage der EE Förderung darf aus Sicht der ETG nicht aus den Augen verloren werden, dass die Effizienz des Einsatzes konventioneller Kraftwerke mindestens in den kommenden zwei Jahrzehnten weiterhin maßgeblich für die Gesamteffizienz des Energiesystems sein wird. Der derzeitige Energy Only Markt ist aus Sicht der ETG für diese Aufgabe grundsätzlich weiterhin gut geeignet. Allerdings liefert er innerhalb von Preiszonen keine regionalen Anreize für die Vorhaltung und Aktivierung von Kraftwerksleistung, was zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen kann.

Um den Umfang der zum Erhalt der Systemsicherheit erforderlichen Maßnahmen so gering wie möglich zu halten, wäre es vorteilhaft, wenn die Politik möglichst zeitnah europaweit einheitliche Entscheidungen zur Definition und Relevanz nationaler Energieautarkie sowie der Akzeptanz hoher Preisspitzen fällen würde. So würden verlässliche Randbedingungen geschaffen, die Grundlage für Investitionsentscheidungen im Energy Only Markt sind.

Sollte es absehbar sein, dass der Energy Only Markt seine Koordinierungsaufgabe für Kapazität oder Betrieb nachhaltig nicht mehr ausreichend gut erfüllt, ist es aus Sicht der ETG für die Effizienz des elektrischen Energiesystems weiterhin wichtig, dass

- der Markt bei beiden Koordinierungsaufgaben zentrales Element ist und
- eine Marktsegmentierung (z.B. in einen separaten Markt für Speicher) vermieden wird.

Ähnlich wie bei den EE Förderverfahren ist auch bei der Marktentwicklung eine europaweit einheitliche Lösung zur Effizienzsteigerung erstrebenswert.

5 Literatur

[1] BUNDESTAG DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND (HRSG.) (2010):

Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung - AusglMechAV)

BGBl. I S. 134 (Nr. 7), 2010.

[2] BUNDESTAG DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND (HRSG.) (2011):

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG),

BGBl. I, S. 1634 (Nr. 43), 2011.

[3] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (HRSG.) (2010):

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010),

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin 2010.

[4] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (HRSG.) (2008):

Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien (Leitstudie 2008),

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin 2008.

[5] CAPROS, P. et al. (2008):

Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, Athen 2008.

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
E-Mail service@vde.com
<http://www.vde.com>

