

STROMMARKT IM WANDEL

## Erneuerbare Energien im Strommarkt

Neue Anforderungen an das Marktdesign im Zuge der Energiewende

**Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in der deutschen Stromversorgung schreitet stetig voran. Im Schnitt decken die umweltfreundlichen Energien bereits rund ein Viertel des Verbrauchs. An wind- und sonnenreichen Tagen schaffen sie es zeitweise über die Hälfte der Nachfrage (Last) zu bedienen, während zu anderen Zeitpunkten fast ausschließlich konventionelle Kraftwerke die Versorgung sicherstellen.**

**Die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur wirken sich auf die Preisbildung am Strommarkt beziehungsweise an seinen Teilmärkten aus. Für die Stromkunden sichtbar ist vor allem die Kostenumlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die vorrangige Einspeisung und Vermarktung der EEG-Strommengen an der Börse beeinflusst aber auch den Stromgroßhandel. Vor diesem Hintergrund wird intensiv diskutiert, ob und welche Veränderungen am gegenwärtigen Marktdesign notwendig sind.**

**Wie der Stromgroßhandelsmarkt funktioniert, wie sich die Erneuerbaren Energien auswirken und welche Anpassungen für das weitere Fortschreiten der Energiewende diskutiert werden, skizziert das vorliegende Hintergrundpapier.**

### 1 Wie funktioniert der Strommarkt?

Den Strommarkt in seiner jetzigen Form gibt es erst seit der Liberalisierung 1998. Neben dem sogenannten „Unbundling“, der wirtschaftlichen Trennung von Erzeugung, Transport und Vertrieb, wurden die Strombörse mit den Spot- und Terminmärkten sowie die Regelenergiemärkte etabliert. Als damals das Marktdesign festgelegt wurde, gab es kaum Sonnen- und Windenergie. **Die geltenden Marktregeln sind daher auf ein Stromsystem zugeschnitten, das sich durch einen hohen Bestand größtenteils abgeschriebener fossiler und nuklearer Kraftwerke auszeichnet.** Im Fokus der Liberalisierung stand die Etablierung von Wettbewerb bei der Stromerzeugung und im Vertrieb, um die Stromnachfrage möglichst kostengünstig zu bedienen. Klimaschutz, Erneuerbare Energien, aber auch umfangreichere Reinvestitionen im konventionellen Kraftwerkspark spielten damals noch keine große Rolle.

### Der Stromhandel an der Börse

Stromerzeuger verkaufen ihren Strom überwiegend auf dem Großhandelsmarkt, entweder an der Börse (EEX) oder außerbörslich (OTC). Der Handel an der Börse erfolgt dabei **kurzfristig auf dem Spotmarkt** für die nächsten Stunden (Intraday), den nächsten Tag (Day-Ahead) oder **langfristig auf dem Terminmarkt** (bis zu sechs Jahre im Voraus).

An der Strombörse wird täglich ein **Referenzpreis (Phelix)** ermittelt, an dem sich auch der OTC-Handel orientiert. Der Preis, den Erzeuger für ihren Strom erzielen, bestimmt sich aus Angebot und Nachfrage, wobei die Gebote im Wesentlichen auf den **kurzfristigen Grenzkosten** (die Kosten für die Erzeugung einer zusätzlichen Einheit Strom) der jeweiligen Kraftwerke basieren. Die Grenzkosten werden vor allem durch die **eingesetzten Brennstoffe** und den Preis für **CO<sub>2</sub>-Zertifikate** (Emissionsrechte) bestimmt, nicht aber durch die **Kapital- oder Finanzierungskosten**. Durch die Sortierung nach den jeweiligen Grenzkosten bzw. Geboten ergibt sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die sogenannte **Merit Order**. Das teuerste, noch zur Befriedigung der Nachfrage benötigte Kraftwerk, wird dabei als Grenzkraftwerk bezeichnet. Im Schnittpunkt von Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last) bestimmt dieses den Einheitspreis für alle Anbieter (**markträumender Börsenpreis**).

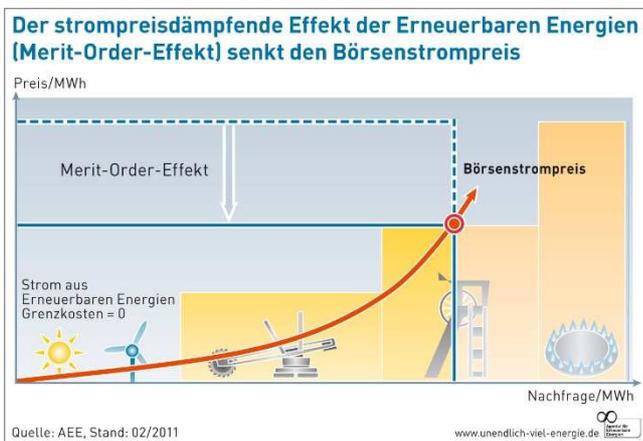
Da im gegenwärtigen Strommarkt nur der Strom, aber nicht die Bereitstellung von Leistung vergütet wird<sup>1</sup> (**Energy-Only Markt**), hängt die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken davon ab, dass sie durch die Stromlieferung genügend **Deckungsbeiträge** erzielen. Das ist dann der Fall, wenn der erzielte Strompreis ausreichend oft über den Grenzkosten des Kraftwerks liegt und dadurch sowohl die Betriebskosten als auch die Fixkosten und Gewinne erwirtschaftet werden.

### 2 Der Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Strommarkt

Der nach dem EEG vergütete Strom wird zu einem großen Teil am Spotmarkt der EEX vermarktet. Dabei ist es von Bedeutung, dass die Grenzkosten der meisten Erneuerbaren Energien (mit Ausnahme der Biomasse) nahezu bei null liegen. Zudem muss der aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strom vorrangig abgenommen und vermarktet werden. Dadurch verschiebt sich die Merit Order: Die teuersten Kraftwerke, vor allem Gaskraftwerke, werden zunehmend

<sup>1</sup> Ausnahme: Regelenergiemarkt

verdrängt. Sie bekommen keinen Zuschlag mehr und ihre **Auslastung sinkt**. Stattdessen bilden Kraftwerke mit günstigeren Stromerzeugungskosten das jeweilige Grenzkraftwerk (meist ein Steinkohlekraftwerk). In der Folge **sinkt der Börsenstrompreis** und somit der Erlös für die gesamte vermarktete Strommenge.



**Abbildung 1: Der Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien; eigene Darstellung**

## Zunahme von Stromexporten und negative Börsenpreise

Der deutsche Kraftwerkspark bestand Ende 2012 aus rund 100 Gigawatt (GW) konventioneller Erzeugungskapazität sowie aus 77 GW Erneuerbaren Energien. Die Stromnachfrage schwankt je nach Tages- und Jahreszeit zwischen etwa 40 und 80 GW. Wenn die Last gering ist (nachts, Sonn- und Feiertage), können die Erneuerbaren Energien an wind- und sonnenreichen Tagen daher zeitweise schon große Teile des Bedarfs decken. Dann werden nur noch wenige konventionelle Kraftwerke zur Lastdeckung benötigt.

Das bedeutet aber nicht, dass alle übrigen Kraftwerke ihre Erzeugung entsprechend drosseln oder einstellen würden. Vor allem Braunkohle- und Kernkraftwerke produzieren oft weiter. In diesen Situationen kommt es insgesamt zu einem **Überangebot an Strom** und die **Börsenstrompreise sinken** auf sehr niedrige und teilweise negative Werte<sup>2</sup>. Trotzdem bleiben noch viele konventionelle Kraftwerke am Netz – ein Zeichen für mangelnde Flexibilität im bestehenden Kraftwerkspark. Dafür gibt es mehrere Gründe:

- Ein Teil der Kraftwerke hat sich verpflichtet, bei Bedarf Systemdienstleistungen wie Regelenergie zu liefern. Dafür müssen diese Kraftwerke aber mit einer bestimmten Leistung laufen. Sie bilden den sogenannten **Must-Run-Sockel**, der in Deutschland auf etwa 20 Gigawatt geschätzt wird<sup>3</sup>.

- Eine flexible Betriebsweise mit vielen An- und Abfahrvorgängen ist vor allem für Grundlastkraftwerke (Braunkohle, Kernkraft) unwirtschaftlich, da es zum Beispiel den Materialverschleiß erhöht und Wirkungsgrade senkt.
- Sinkt die Leistung unter ein bestimmtes Maß, sind längere Stillstandzeiten notwendig, das heißt, die Leistung kann bei Bedarf auch nicht so schnell wieder gesteigert werden.

Da der Strommarkt ein europäischer Markt ist, liefern die deutschen Kraftwerke ihren im Inland nicht benötigten Strom ins Ausland und verdrängen dort teurere Anlagen. Der Stromexport nimmt entsprechend zu.

## Folgen niedriger Großhandelspreise

Wenn sich der Börsenstrompreis nach dem jeweiligen Grenzkraftwerk richtet und dieses meist ein abgeschriebenes mit niedrigen Grenzkosten ist, können nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden. Folglich gibt es keine Anreize in neue, schadstoffärmere und flexible Erzeugungskapazitäten zu investieren (**Missing-Money-Problem**).

Vor allem Gaskraftwerke und Speicher, die aufgrund ihrer Flexibilität als Ergänzung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien künftig benötigt werden, leiden unter dem niedrigen Börsenpreisniveau und der geringeren Auslastung. Zudem sinkt (bisher) nicht nur das allgemeine Börsenpreisniveau, sondern auch die für Speicherkraftwerke notwendige Differenz zwischen Höchst- und Niedrigstpreisen.

Ein großes Problem ist in diesem Zusammenhang auch die **Überausstattung mit Emissionsberechtigungen** im europäischen Emissionshandel. Neben Überkapazitäten im Kraftwerkspark, die derzeit auf ca. zehn Gigawatt geschätzt werden<sup>4</sup>, lässt vor allem der Preisverfall von **CO<sub>2</sub>-Zertifikaten** die Strompreise an der Börse sinken. Der niedrige CO<sub>2</sub>-Preis von etwa fünf Euro pro Tonne im Jahr 2013 bewirkt, dass klimaschädliche Kohlekraftwerke ihren Strom erheblich günstiger anbieten können als zum Beispiel Gaskraftwerke. Im Ergebnis ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß im deutschen Stromsektor trotz wachsender Beiträge der Erneuerbaren Energien im letzten Jahr gestiegen.

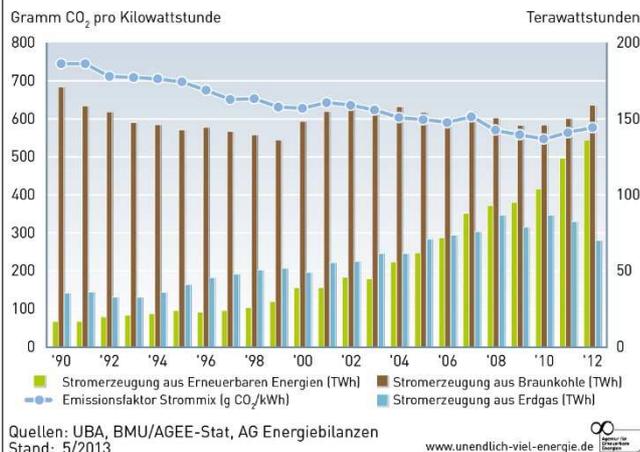
<sup>2</sup> Wenn der Börsenpreis negativ ist, zahlt der Stromverkäufer dem Käufer Geld für die Stromabnahme.

<sup>3</sup> Vgl. DIW (2013a)

<sup>4</sup> Vgl. DIW (2013b)

## Fossile und erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland und spezifischer Kohlendioxid-Ausstoß des deutschen Strommixes

Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat sich der Trend eines immer klimafreundlicheren Strommixes in Deutschland zuletzt umgekehrt. Wesentliche Ursache ist eine erhöhte Erzeugung aus Braunkohle zu Lasten von Erdgas.



**Abbildung 2: Fossile und erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland und spezifischer Kohlendioxid-Ausstoß des deutschen Strommixes; eigene Darstellung nach UBA, AGEE-Stat, AG Energiebilanzen**

### Steigende Umlage für Erneuerbare Energien

Die Strommengen aus Erneuerbaren Energien, die nicht anderweitig direktvermarktet werden (z.B. im Rahmen von Ökostromtarifen), werden durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse verkauft. Die **Differenz zwischen der garantierten Einspeisevergütung für die Anlagenbetreiber und den Erlösen durch die Vermarktung** an der Börse wird in Form der **EEG-Umlage** auf die Verbraucher umgelegt. Die Erneuerbaren Energien werden damit quasi zum Opfer ihres eigenen Erfolgs. Dadurch, dass sie die Preise an der Börse senken, steigen ihre Differenzkosten und damit die EEG-Umlage an. Negative Börsenstrompreise wirken sich besonders stark umlagesteigernd aus.

Für die Verbraucher muss der Strompreis jedoch nicht im gleichen Umfang wie die EEG-Umlage steigen, da der Merit-Order-Effekt die Beschaffungskosten für den übrigen Strom senkt. Hier kommt es darauf an, ob und inwieweit der jeweilige Versorger Einsparungen beim Stromeinkauf an die Verbraucher weitergibt oder nicht.

Neben weiteren Aspekten zeigt allein schon dieser Mechanismus, dass die **EEG-Umlage kein geeigneter Indikator für die Kosten der Erneuerbaren Energien** ist. Die Orientierung am Börsenstrompreis lässt zudem **keinen Vollkostenvergleich mit konventionellen Neuanlagen** zu, deren Bau aber notwendig wäre, wenn es die Erneuerbaren Energien nicht gäbe. Ein weiterer Faktor ist das fehlende Preissignal aus dem Emissionshandel, das klimaschädliche Kraftwerke gegenüber den sauberen Erneuerbaren Energien begünstigt.

## Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise, des Börsenstrompreises und der EEG-Umlage

Die Preise für Emissionsberechtigungen und der Börsenstrompreis sind seit 2008 drastisch gesunken. Dadurch steigen die Differenzkosten zur Förderung der Erneuerbaren Energien und damit die EEG-Umlage.



Quellen: Agora Energiewende, DEHSt/UBA, EEX, BDEW  
Stand: 06/2013

**Abbildung 3: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise, des Börsenstrompreises und der EEG-Umlage; eigene Darstellung nach Agora Energiewende, DEHSt/UBA, EEX, BDEW**

Dennoch nimmt die Höhe der EEG-Umlage einen zentralen Stellenwert in der Energiedebatte ein. Um sie zu senken, ohne den Ausbau der Erneuerbaren Energien auszubremsen, hätte die Politik mindestens zwei Stellschrauben:

- Sie könnte den CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch eine Reform des Emissionshandels oder gegebenenfalls nationale Instrumente angemessen verteuern. Dadurch würde der Börsenstrompreis steigen und die Umlage sinken.
- Die Berechnungsgrundlage für die EEG-Umlage könnte verändert werden. Hier wird insbesondere eine Rückkehr zu der vor 2010 geltenden physikalischen Wälzung diskutiert.

### 3 Versagt der Energy-Only-Markt?

Die derzeitigen Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt führen zu paradoxen und unerwünschten Entwicklungen:

- Während Erneuerbare Energien den Börsenstrompreis senken, steigt die EEG-Umlage, die in der öffentlichen Diskussion als Indikator für die Förderkosten betrachtet wird.
- Obwohl Erneuerbare Energien nahezu emissionsfrei Strom produzieren, ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks zuletzt gestiegen.
- Obwohl flexible Gaskraftwerke und in Zukunft auch Speicherkraftwerke eine notwendige Ergänzung für die fluktuierenden Erneuerbaren Energien sind, leidet ausgerechnet ihre Wirtschaftlichkeit, während die Erzeugung aus Grundlastkraftwerken (Braunkohle und Kernkraft) steigt.
- Die Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Strommarkt nehmen zu. Aufgrund von Netzengpässen werden Erneuerbare Energien immer häufiger abgeregelt, während konventionelle Kraftwerke weiterlaufen bzw. an anderen Orten sogar

zusätzliche konventionelle Kapazitäten angefordert werden.

Vor diesem Hintergrund werden derzeit auf der politischen, wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Ebene Debatten geführt, welche Veränderungen am gegenwärtigen Markt-design notwendig sind, um bei der Energiewende unter Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit voranzukommen.

### Das Ziel nicht aus den Augen verlieren

Zur Sicherstellung der längerfristigen Versorgungssicherheit fordern einige Akteure neue Markt- bzw. Kapazitätsmechanismen für konventionelle Kraftwerke, die deren Wirtschaftlichkeit erhöhen sollen.

Noch ist es allerdings umstritten, ob der bestehende Energy-Only-Markt nicht doch geeignet ist, dauerhaft Versorgungssicherheit zu garantieren, also rechtzeitig die entsprechenden Investitionssignale auszusenden. Während die einen spätestens mit der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke Versorgungsengpässe befürchten<sup>5</sup>, sehen die anderen in den heutigen Marktpreisen hohe Überkapazitäten<sup>6</sup> und gehen davon aus, dass sich bei knapper werdenden Kapazitäten höhere Preisniveaus einstellen, die auch wieder ausreichend Deckungsbeiträge gewährleisten könnten. Außerdem ist es umstritten, inwieweit es ein einheitliches Markt-design für konventionelle und erneuerbare Erzeugungskapazitäten geben sollte.

Die dynamisch wachsende Zahl von Vorschlägen für neue Marktmechanismen sollte indes dringend dahingehend geprüft werden, ob die Instrumente den Zielen der Energiewende Rechnung tragen oder den Umbau des Stromsystems eher behindern. Soll das politische Ziel, Erneuerbare Energien zur tragenden Säule der Energieversorgung zu machen, weiterhin gelten, ist ein Mechanismus notwendig, der ihren weiteren Ausbau gewährleistet. Zudem sollte kein Fördersystem für fossile Kraftwerke etabliert werden, die für die Versorgungssicherheit nicht unbedingt benötigt werden und den Klimaschutzzielen entgegenstehen. Die Diskussion um die richtige Ausgestaltung des Strommarkts muss sich daher vor allem an folgenden Punkten orientieren:

- Mit der Photovoltaik und der Windenergie werden fluktuierende Erneuerbare Energien (FEE) zur tragenden Säule der Stromerzeugung. Ihr Ausbau muss weiter gewährleistet bleiben. Dabei ist zu beachten, dass der Börsenstrompreis immer niedrig sein wird, wenn ausreichend Wind und Sonne da sind.
- Die Differenz zwischen der fluktuierenden Erzeugung und der Stromnachfrage (=Residuallast) muss von flexiblen, regelbaren Kapazitäten bedient werden. Hierzu gehören insbesondere mit

<sup>5</sup> Vgl. z.B. EWI (2012); Öko-Institut/LBD/Raue (2012)

<sup>6</sup> Vgl. z.B. DIW (2013b); Ecofys (2012)

Bioenergie oder Erdgas betriebene KWK-Anlagen und Gaskraftwerke.

- Um die Flexibilität des Systems zu erhöhen, bedarf es ausreichend ausgebauter Stromnetze. Sie garantieren regionen- und grenzübergreifend einen effizienten Ausgleich der dezentralen Erzeugung.
- Auch die Nachfrigesteuerung (Lastmanagement) und perspektivisch zusätzliche Speicher sind notwendig, um Last und Erzeugung zeitlich aufeinander abzustimmen.
- Da Klimaschutz und Atomausstieg die grundlegenden Ziele der Energiewende sind, müssen und dürfen sich die Marktregeln und der Netzausbau nicht an den Bedürfnissen von Kohle- und Atomkraftwerken orientieren.

Forschungsradar Infografik

### Kompassstudie Markt-design

#### Flexibilisierungsoptionen für einen auf fluktuierende Erneuerbare Energien fokussierten Strommarkt

Der Studie nach bilden die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) künftig das Zentrum der Energieversorgung. Die übrigen Bestandteile des Energiesystems müssen sich konsequent an die Erfordernisse von Wind, Sonne und teilweise Laufwasserkraft anpassen, sie fungieren also als Ergänzungs- und Flexibilisierungsoptionen.



Abbildung 4: Flexibilisierungsoptionen im Strommarkt; eigene Darstellung nach BEE/IZES 2012

## 4 Finanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien

Dass die Erneuerbaren Energien, insbesondere die fluktuierenden, künftig die tragende Säule der Stromversorgung sein werden, darüber besteht ein großer Konsens zwischen den energiewirtschaftlichen und politischen Akteuren. Weitgehende Einigkeit besteht auch darin, dass das derzeitige EEG überarbeitet werden muss. Hinter der Forderung, die Erneuerbaren müssten sich stärker „in den Markt integrieren“, „am Bedarf orientieren“ und „wettbewerbsfähig“ werden, stehen als Novellierungsziele:

- die Kosteneffizienz beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erhöhen,
- den Zubau hinsichtlich der Standorte und der Menge stärker zu steuern,

- durch entsprechende Marktsignale eine möglichst systemdienliche Auslegung und Betrieb der Anlagen zu erreichen.<sup>7</sup>

Uneinigkeit herrscht dagegen bei der Frage, welcher Finanzierungsmechanismus künftig für neue Kraftwerkskapazitäten gelten soll, um diese Ziele zu erreichen. Dazu gehört auch die Frage, welche Akteure künftig den Ausbau der Erneuerbaren Energien vorantreiben sollen. Wird hier weiter eine hohe Akteursvielfalt gewünscht, zum Beispiel in Form von Energiegenossenschaften bzw. Bürgerbeteiligung, muss das Marktrisiko gering sein<sup>8</sup>. Ansonsten werden künftig nur noch kapitalstarke Investoren in Frage kommen.

### Weiterentwicklung des bestehenden EEG

Das derzeitige EEG garantiert den Anlagenbetreibern die vorrangige Abnahme und Vermarktung ihres Stroms bei Gewährung einer festen Einspeisevergütung. Daneben gibt es Möglichkeiten zur Direktvermarktung des Stroms, die freiwillig in Anspruch genommen werden können. Das Fördersystem minimiert das Investitionsrisiko und senkt die Finanzierungskosten – beides entscheidende Faktoren für den bisher erfolgreichen Ausbau der Erneuerbaren Energien und die breite Akteursvielfalt.

Als kurzfristige Änderungen am bestehenden EEG werden vor allem die (weitere) **Senkung der Vergütungssätze** und eine **verpflichtende Direktvermarktung** diskutiert<sup>9</sup>. Die Direktvermarktung kann wiederum durch eine fixe oder variable Prämienzahlung pro Kilowattstunde (**Marktprämie**) oder pro Leistungseinheit (**Kapazitätsprämie**) ergänzt werden<sup>10</sup>.

Diese Maßnahmen würden zwar die EEG-Umlage wegen des Bestandsschutzes für Altanlagen nicht senken, aber den weiteren Anstieg bremsen und aufgrund der Marktsignale zu weniger negativen Börsenstrompreisen führen können.

### Ausschreibungsverfahren oder Quotenmodell

Außerdem gibt es Bestrebungen, durch Regelungen im EEG den Ausbau der Erneuerbaren Energien quantitativ, hinsichtlich bestimmter Technologien und auf bestimmte Standorte, zu steuern. Hierfür werden zum Beispiel **Ausschreibungsverfahren** diskutiert, deren konkrete Ausgestaltung und Anknüpfungspunkte wiederum sehr unterschiedlich sein können.

Um die Menge des Zubaus zu beschränken und nur die aktuell kostengünstigsten Technologien zum Zuge kommen zu lassen, favorisieren manche Akteure auch den Umstieg auf ein **Quotenmodell**. Dies wäre zwar von der ökonomischen Theorie her eine kostengünstige Option, die Erfahrungen in

der Praxis zeigen jedoch, dass die Investoren hohe **Risikoaufschläge** verlangen und **Mitnahmeeffekte** erzielen. Zudem können Technologien mit hohem Innovationspotenzial (z.B. Photovoltaik) mit technologieneutralen Finanzierungsinstrumenten nicht erschlossen werden. Viele Länder haben bestehende Quotenmodelle aufgrund schlechter Praxiserfahrungen inzwischen durch andere Fördermechanismen ersetzt<sup>11</sup>.

### Technologieabhängig unterschiedliche Finanzierungsmodelle

Aus der Überlegung heraus, dass ein einheitliches Vergütungsmodell den verschiedenen Charakteristika der unterschiedlichen Erneuerbare-Energien-Technologien nicht gerecht werden kann<sup>12</sup>, gibt es auch die Erwägung mehrere Finanzierungsmodelle einzuführen. Diese sollten jeweils angepasst für die jeweilige Technologie bzw. auch für unterschiedliche Marktakteure sein.

## 5 Finanzierung von Kapazitäten

Seitdem die Stromgroßhandelspreise stark gesunken und viele konventionelle Kraftwerke von einer geringeren Auslastung betroffen sind, gibt es die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen im Strommarkt. Dabei soll zusätzlich zur derzeitigen Vergütung der **Arbeit (Strom)** die Bereitstellung von (gesicherter) **Leistung (Kapazitäten)** finanziert werden. Das zentrale Argument hierfür ist die dauerhafte Gewährleistung der **Versorgungssicherheit**. **Flexible, steuerbare Kapazitäten** bzw. **gesicherte Leistung** werden benötigt, um die schwankende Verfügbarkeit von Sonne und Wind auszugleichen. Das kann durch konventionelle Erzeugungskapazitäten, durch regelbare Erneuerbare Energien (insbesondere Bioenergie), Speicherkapazitäten oder auch durch eine Anpassung der Nachfrage bei steuerbaren Lasten (Lastmanagement) geschehen. Die Finanzierung aller oder einzelner dieser Flexibilitätsoptionen steht im Fokus der Überlegungen zu entsprechenden Änderungen am Strommarktdesign. Inzwischen liegen verschiedene Vorschläge für Kapazitätsinstrumente von unterschiedlichen Akteuren auf dem Tisch.

### Umfassender Kapazitätsmarkt<sup>13</sup>

Neben dem Energy-Only Markt (EOM) wird ein zweiter Markt für Versorgungssicherheit geschaffen. Betreiber von bestehenden und neuen, regelbaren Kraftwerken (erneuerbare und konventionelle) erhalten zusätzlich zum Erlös aus dem Stromverkauf ein Kapazitätsentgelt. Eine zentrale Instanz schätzt den Kapazitätsbedarf und ermittelt in einem Auktionsverfahren die Höhe des Kapazitätsentgelts.

<sup>7</sup> Vgl. z.B. Agora Energiewende (2013); IZES/Bofinger/BET (2013)

<sup>8</sup> Vgl. z.B. IZES/Bofinger/BET (2013)

<sup>9</sup> Vgl. z.B. Agora Energiewende (2013b)

<sup>10</sup> Vgl. IZES/Bofinger/BET (2013)

<sup>11</sup> Vgl. DIW (2012)

<sup>12</sup> Vgl. IZES/Bofinger/BET (2013) und Agora Energiewende (2013b)

<sup>13</sup> Vgl. Cramton et. al (2011) und Agora Energiewende (2013a)

Anlagenbetreiber, die einen Zuschlag erhalten, müssen ihre Leistung im angebotenen Zeitraum auf dem Strommarkt zur Verfügung stellen. Die vorgestellten Modelle laufen unter Bezeichnungen wie „Versorgungssicherungsverträge“, „dezentrale Leistungsmärkte“ oder „Versorgungssicherheitsnachweise“. Die Befürworter<sup>14</sup> führen dabei an, dass dies die günstigste und effizienteste Variante zur Bereitstellung des öffentlichen Guts Versorgungssicherheit sei. Kritiker halten dagegen, dass es sich um einen starken und irreversiblen Eingriff in das System handle, der zum Missbrauch einlade und besonders Betreibern von Bestandsanlagen zusätzliche Gewinne ermögliche. Zudem sei der Mechanismus nicht zielführend, da er alle Kapazitäten ungeachtet ihrer Flexibilität gleich behandle. Es bestehe das Risiko, dass Kohlekraftwerke gefördert würden, die Steuerungswirkung des EOM verloren gehe und die Erlöse am EOM weiter sanken<sup>15</sup>.

### Leistungsmarkt

Beim Modell des **Leistungsmarktes**<sup>16</sup> handelt es sich um eine Variante eines umfassenden Kapazitätsmarktes. Hierbei wird die Bereitstellung gesicherter Leistung als privates Gut betrachtet, welches sich Stromversorger entsprechend der Präferenz ihrer Kunden kaufen müssen. Es wird ein Markt etabliert, auf dem Leistungszertifikate gehandelt werden. Stromversorger haben die Pflicht, neben der Beschaffung von Strom auf dem Großhandelsmarkt auch Leistungszertifikate zu erwerben, um so jederzeit ausreichend Leistung zur Deckung der Last ihrer Kunden zu haben. Stromversorger mit flexiblen Kunden, die in der Lage sind, bei Angebotsengpässen ihre Nachfrage zu reduzieren, können auf die Leistungszertifikate verzichten und somit Kosten sparen. Durch diese Einsparung erhält die Flexibilisierung der Nachfrage einen Wert. Zur Absicherung des Systems wird eine Leistungsreserve (ähnlich der Regenergie) eingeführt. Die Befürworter dieses Modells argumentieren damit, dass sich die Nachfrage nach Kapazitäten aus dem Markt ergebe und nicht zentral ermittelt bzw. festgelegt werde. Kritiker halten mit einem hohen Kontrollaufwand und Mitnahmeeffekten für Kraftwerksbetreiber dagegen. Zudem sei nicht sichergestellt, dass dieser Finanzierungsmechanismus zum gewünschten Ergebnis führe. Eine Variante des Leistungsmarkts wird ab 2016 in Frankreich praktiziert werden.

### Selektiver Kapazitätsmarkt

Das Modell des **selektiven oder fokussierten Kapazitätsmarkts** ähnelt in seiner Grundstruktur dem des umfassenden Kapazitätsmarkts. Auch hier wird durch eine zentrale Instanz die Höhe der benötigten Kapazitäten festgelegt und durch Auktion ein Kapazitätsentgelt ermittelt.

<sup>14</sup> Vgl. z.B. EWI (2012)

<sup>15</sup> Vgl. z.B. ISI / KIT (2013)

<sup>16</sup> Vgl. BET / enervis (2012)

Unterschiede ergeben sich vor allem durch die Fokussierung auf bestimmte Kapazitäten<sup>17</sup>. Dazu gehören zum Beispiel hochflexible, emissionsarme neue Kraftwerke, Speicher, Lastmanagement und die gezielte Absicherung stilllegungsbedrohter, aber benötigter Bestandsanlagen<sup>18</sup>. Die Befürworter dieses Modells argumentieren mit einer hohen Kosteneffizienz durch Selektion. Kritiker werfen dem Modell vor allem vor, dass es, genau wie der umfassende Kapazitätsmarkt, einen schweren und irreversiblen Eingriff in das System darstelle. Des Weiteren sei die Lösung aus ökonomischer Sicht ineffizient, da die Selektion zu einer Marktverzerrung führe und die Identifizierung von stilllegungsgefährdeten Kapazitäten schwierig sei.

### Strategische Reserve<sup>19</sup>

Beim Modell der **strategischen Reserve** werden bestehende Kraftwerkskapazitäten als eine Art Versicherung gegen Versorgungsengpässe unter Vertrag genommen. Die kontrahierten Kapazitäten sind von der Teilnahme auf den Strommärkten ausgeschlossen. Die Kraftwerke kommen dann zum Einsatz, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist und Preise keine Signalwirkung mehr entfalten (das ist auf Grund des Maximalpreises des Day-Ahead-Markts an der EEX ab 3.000 Euro pro Megawattstunde der Fall). In dieser Situation wird die strategische Reserve zur Füllung der Angebotslücke eingesetzt.

Befürworter argumentieren, dass es sich bei diesem Modell um einen kleinen, reversiblen Eingriff in das System handle. Das Instrument stärke die Steuerungswirkung des Spotmarkts und sei besser mit dem europäischen Binnenmarkt vereinbar<sup>20</sup>. Kritiker halten hohe Kosten und Mitnahmeeffekte für die Betreiber entgegen. Viele Akteure sehen dieses Modell als Übergangslösung, um Zeit zu gewinnen für die Entwicklung eines neuen Marktdesigns oder um abzuwarten und die Funktionsfähigkeit des EOM im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit weiter zu beobachten.<sup>21</sup>

Die im Sommer 2013 erlassene Reservekraftwerksverordnung entspricht dem Konzept einer Strategischen Reserve und ist bis Ende 2017 vorgesehen.

<sup>17</sup> Vgl. z.B. BET (2011)

<sup>18</sup> Vgl. Öko-Institut/LBD/Raue (2012)

<sup>19</sup> Vgl. z.B. Ecofys (2013); Agora Energiewende (2012)

<sup>20</sup> Vgl. z.B. DIW (2013b)

<sup>21</sup> Vgl. Consentec (2012b); Ecofys (2012); Ecofys (2013)

	<b>Umfassender Kapazitätsmarkt</b>	<b>Leistungsmarkt</b>	<b>Fokussierter Kapazitätsmarkt</b>	<b>Strategische Reserve</b>
<b>Festlegung der Kapazitätshöhe und Beschaffung der Kapazitäten</b>	Zentraler Koordinator legt Kapazitätsbedarf fest und schließt nach Ausschreibungsverfahren entsprechende Verträge	Dezentral: Energieversorger entscheiden über ihren Kapazitätsbedarf und beschaffen die entsprechenden Kapazitäten	Zentraler Koordinator legt Kapazitätsbedarf fest und schließt nach Ausschreibungsverfahren entsprechende Verträge	Zentraler Koordinator (z.B. ÜNB mit Regulator) legt Reservebedarf fest und schließt nach Ausschreibungsverfahren entsprechende Verträge
<b>Teilnehmende Anlagen</b>	Neu- und Bestandsanlagen (Erzeugung) + DSM	Neu- und Bestandsanlagen (Erzeugung)	Neuanlagen (flexibel und emissionsarm) und stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen (Erzeugung) + DSM	Neu- und Bestandsanlagen (Erzeugung)
<b>Teilnahme am Strommarkt</b>	Ja	Ja	Ja	Nein
<b>Finanzierung</b>	Umlage	Marktpreis	Umlage	Umlage
<b>Zugrunde liegende Prämissen</b>	EOM versagt und kann keine Versorgungssicherheit garantieren; Versorgungssicherheit als öffentliches Gut	EOM alleine kann keine Versorgungssicherheit garantieren; Flexibilität der Nachfrage bekommt einen Wert / Versorgungssicherheit als privates Gut	EOM versagt und kann keine Versorgungssicherheit garantieren; Fokussierung auf flexible und CO <sub>2</sub> -arme Kapazitäten; Versorgungssicherheit als öffentliches Gut	Versagen des EOM im Hinblick auf Gewährleistung der Versorgungssicherheit noch nicht klar; mögliche Übergangslösung oder längerfristige Ergänzung des EOM; geringerer Eingriff in Strommarkt als Kapazitätsmärkte; Versorgungssicherheit als öffentliches Gut
<b>Referenzen</b>	Cramton et. al (2011) für RWE EWI (2012) für BMWi	Enervis/ BET (2013) für VKU BDEW (2013)	Öko-Institut/ LBD/ Raue LLP (2012) für WWF BET (2011) für bne LBD (2011) für LMU BW	DICE (2011) für RWE r2b (2012) für UBA Consentec (2012a) für EnBW Consentec (2012b) DIW (2013c) Ecofys (2012) für UBA Ecofys (2013) für BDEW

Tabelle 1: Überblick über verschiedene diskutierte Varianten von Kapazitätsmechanismen

## 6 Fazit: Die Prämissen sind entscheidend

Die Unsicherheit, ob der Energy-Only-Markt für den weiteren Umbau unseres Stromsystems den geeigneten Rahmen bilden kann oder nicht, besteht nach wie vor. Die Umstellung bzw. Ergänzung durch Kapazitätsmechanismen ist umstritten, für die mögliche Ausgestaltung solcher Instrumente gibt es eine Vielzahl von Vorschlägen.

Letztlich hängen die unterschiedlichen Positionen, ob und gegebenenfalls welche Form des Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte, stark von den zugrunde gelegten Prämissen ab. Wesentliche Unsicherheiten bzw. unterschiedliche Einschätzungen betreffen dabei vor allem folgende Fragen:

- Wie viel gesicherte Leistung wird in Zukunft benötigt, um den Strombedarf jederzeit zu decken?
- Wie viel gesicherte Leistung werden Erneuerbare Energien künftig bereitstellen?
- Wie entwickelt sich der konventionelle Kraftwerksbestand?
- Bleiben die Börsenstrompreise dauerhaft so niedrig, dass sie Kraftwerksstilllegungen provozieren und keine Investitionen in Erzeugungskapazitäten oder Lastmanagement ermöglichen?

Mehr Hintergrundinformationen zu diesen Prämissen liefert der Forschungsradar-Studienvergleich „Künftiger Bedarf an steuerbaren Kapazitäten bzw. konventioneller Kraftwerksleistung“ der Agentur für Erneuerbare Energien unter [www.energie-studien.de](http://www.energie-studien.de).

## Quellen und Literaturhinweise

Agora Energiewende (2013a): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

■ ■ ■ [http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt\\_oder\\_strategische\\_Reserve/Agora\\_Hintergrund\\_Kapazitaetsmarkt\\_oder\\_strategische\\_Reserve\\_web.pdf](http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf)

Agora Energiewende (2013b): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

■ ■ ■ <http://www.agora-energiawende.de/themen/die-energiawende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/>

BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Positionspapier.

■ ■ ■ [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_4\\_Positionspapier\\_Entwurf\\_Ausgestaltung\\_eines\\_dezentralen\\_Leistungsmarkts\\_Presse.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_4_Positionspapier_Entwurf_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_Presse.pdf)

BMU, BEE, BDEW et. al (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland

■ ■ ■ [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513\\_Fachdialog\\_Strategische\\_Reserve.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf)

BEE/IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign.

■ ■ ■ <http://www.bee-ev.de/1:1253/Publikationen/Studien/2012/Kompassstudie-Marktdesign.html>

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.

■ ■ ■ [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/BET-Studie\\_BNE\\_Kapazitaetsmarkt\\_1109.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf)

Consentec (2012a): Versorgungssicherheit effizient gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland.

■ ■ ■ [http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec\\_EnBW\\_KapM%C3%A4rkte\\_Ber\\_20120207.pdf](http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf)

Consentec (2012b): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve.

■ ■ ■ [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Conse](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Conse)

[ntec\\_BDEW\\_StrategischeReserve\\_Ber\\_20120925.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Conse)

Cramton et al. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector

■ ■ ■ <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>

DICE (2011): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktconvergenz und erneuerbarer Energien

■ ■ ■ [http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche\\_Fakultaet/DICE/Forschung\\_DICE/Projekte/CE\\_282011\\_29\\_5F\\_Gutachten\\_f\\_FCr\\_die\\_RWE\\_AG\\_zur\\_Implementierung\\_eines\\_Kapazitaetsmarktes\\_in\\_Deutschland.pdf](http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Forschung_DICE/Projekte/CE_282011_29_5F_Gutachten_f_FCr_die_RWE_AG_zur_Implementierung_eines_Kapazitaetsmarktes_in_Deutschland.pdf)

DIW (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. In: DIW-Wochenbericht 45/2012.

■ ■ ■ [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.411130.de/12-45-3.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.411130.de/12-45-3.pdf)

DIW (2013a): Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. In: DIW-Wochenbericht 34/2013

■ ■ ■ [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.426135.de/13-34-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426135.de/13-34-1.pdf)

DIW (2013b): Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt. (DIW-Wochenbericht 48/2013)

■ ■ ■ [http://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100404.de/publikationen\\_veranstaltungen/publikationen\\_wochenbericht/wochenbericht.html](http://www.diw.de/de/diw_01.c.100404.de/publikationen_veranstaltungen/publikationen_wochenbericht/wochenbericht.html)

DIW (2013c): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts (DIW-Wochenbericht 48/2013)

■ ■ ■ [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.432364.de/13-48-2.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432364.de/13-48-2.pdf)

Ecofys (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland.

■ ■ ■ <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/notwendigkeit-ausgestaltungsmoeglichkeiten-eines>

Ecofys (2013): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht

■ ■ ■ <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2012-notwendigkeit-von-kapazitaetsmechanismen.pdf>

Enervis/ BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland

■ ■ ■ [http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd\\_gutachten\\_langfassung\\_enervis\\_bet\\_vku\\_20130301.pdf](http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd_gutachten_langfassung_enervis_bet_vku_20130301.pdf)

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign

■ ■ ■ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf>

Fraunhofer ISI / KIT (2013): Diskussionspapier: Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland

■ ■ ■ <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Perspektiven-zur-aktuellen-Kapazitaetsmarktdiskussion-in-Deutschland.pdf>

IZES/ Bofinger/ BET (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes

■ ■ ■ [http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG\\_2.0\\_Endbericht.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG_2.0_Endbericht.pdf)

LBD (2011): Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom

■ ■ ■ [http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/104464/Gutachten\\_Kapazitaetsmarkt\\_Strom\\_-\\_Bericht.pdf](http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/104464/Gutachten_Kapazitaetsmarkt_Strom_-_Bericht.pdf)

Öko-Institut/ LBD/ Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.

■ ■ ■ <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

r2b (2012): Einführung einer strategischen Reserve - Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve. UBA-Workshop

■ ■ ■ <http://www.r2b-energy.eu/uploads/pdf/publikationen/Einf%C3%BChrungStrategischeReserve.pdf>

---

## IMPRESSUM

Herausgeber:

Agentur für Erneuerbare Energien

Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin

Tel.: 030.200 535.3

E-Mail: [kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de)

Redaktion: Sebastian Jasim, Claudia Kunz

V.i.S.d.P.: Philipp Vohrer