

Vertriebe zu Akteuren aufwerten

FINANZIERUNG ERNEUERBARER Die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne werden Säulen des Energiesystems, lassen sich aber nicht in grenzkostenbasierte Märkte integrieren, meint das IZES. Gegenvorschlag: viertelstündliche Wälzung

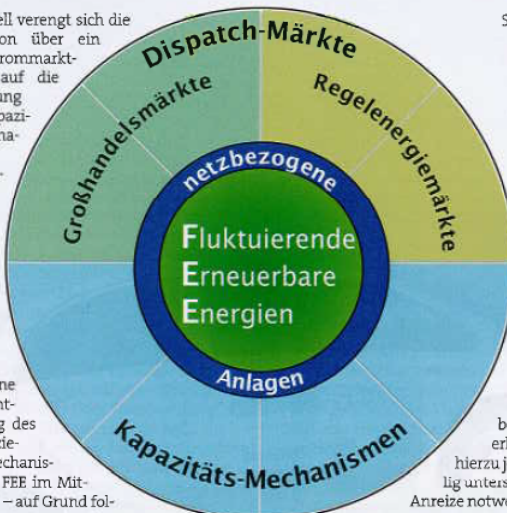
Von **PROF. DR. UWE LEPRICH** und **EVA HAUSER**, IZES Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken *

Aktuell zeichnen sich die Konturen des neuen Stromsystems in Deutschland immer klarer ab: Wind und Photovoltaik (PV) werden zu seinen Säulen, flankiert von vielfältigen Flexibilitätsoptionen, die kurz-, mittel- und langfristige Angebotslücken überbrücken. Offen ist zwar noch, in welchem Umfang Wind und PV genutzt werden. Aber die Bundesregierung hat bei der PV mit der Zielgröße von 52 GW installierter Leistung einen ersten – wohl nicht abschließenden – Markstein gesetzt. Um die Ziele des Energiekonzepts zu erreichen, müssen wissenschaftliche und gesellschaftlich-politische Zielgrößen für diese beiden fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) definiert werden. Sie müssen – zu vertretbaren Kosten – eine möglichst optimale Ausnutzung dieser grenzkostenfreien und klimaverträglichen Energiequellen gewährleisten.

In diesem künftigen System sind im Hinblick auf das Marktdesign grob vier Teilsegmente zu unterscheiden, die gleichwohl in mehrerlei Hinsicht voneinander abhängen: zum einen ein robuster Refinanzierungsmechanismus für FEE mit Grenzkosten nahe null, vor allem für PV und Wind onshore. Zum anderen die Bereitstellung der Must-run-Funktionen, besonders aus netztechnischer Sicht, die jedoch sukzessive den FEE und neuen Flexibilitätsoptionen übertragen werden sollten. Des Weiteren werden Dispatch-Märkte für den optimalen Einsatz bereits bestehender Anlagen benötigt. Und letztendlich sind Kapazitätsmechanismen bzw. -märkte für neue Flexibilitätsoptionen gefordert. Darunter fallen auch steuerbare erneuerbare Energien wie Biomasse und Biogas.

Aktuell verengt sich die Diskussion über ein neues Strommarktdesign auf die Einführung von Kapazitätsmechanismen bzw. Kapazitätsmärkten. In dem hier vorgestellten Vorschlag steht eine Weiterentwicklung des Refinanzierungsmechanismus für FEE im Mittelpunkt – auf Grund folgender Überlegungen:

Unserer Ansicht nach lassen sich die FEE wegen des Merit-Order-Effekts grundsätzlich nicht über grenzkostenorientierte Märkte wie die Strombörse vermarkten. Um zu einem wettbewerblichen Suchprozess auch für dezentrale Flexibilitätsoptionen anzureizen, bedarf es eines kunden- und lastnahen Marktakteurs mit einer entsprechenden Anreizstruktur. Die Finanzierung der erneuerbaren Energien über eine EEG-Umlage wird mit sinkendem Börsenpreis des Stroms systematisch steigen und so an politische Grenzen stoßen; sie muss daher zeitnah verändert werden. Zudem lässt sich der Ausbau von FEE mit der Einführung von Kapazitäts-



Segmentierung des künftigen Stromsystems nach IZES. Grafik: IZES/ZfK-Hi

Prognoserisiko aus Profilen veredelt wurden.

Erwünschte Nebeneffekte | Daraus ergeben sich eine Reihe erwünschter Nebeneffekte: Unser Vorschlag wirkt einer zu kleinräumigen und damit volkswirtschaftlich gesehen suboptimalen Optimierung von FEE-Anlagen – z. B. als Teil von virtuellen Kraftwerken – entgegen. Die Lieferanten werden zu wichtigen Energiewende-Akteuren aufgewertet, indem sie in ihren Strom-Bilanzkreisen eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausgleichs- und Integrationsleistung erbringen. Des Weiteren organisieren sie als Marktakteure einen wettbewerblichen Suchprozess für dezentrale Flexibilitätsoptionen in einem Residuallastmarkt. Zugleich sind sie gezwungen, systematisch den fortschreitenden Systemwandel in ihren Beschaffungsstrategien vorzudenken.

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

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

Neuer Untersuchungsbedarf | Selbstverständlich wirft unser Vorschlag zu diesem Zeitpunkt noch Fragen auf, die einer gründlichen Untersuchung bedürfen, u. a. die folgenden: Wie hoch sind die Risiken der Lieferanten zu veranschlagen, die durch eine Verlagerung zu kurzfristigen Beschaffungsstrategien entstehen, und wie schlägt sich dies in den Preisen nieder? Führt der Vorschlag zu einer Marktberuhigung bei den Lieferanten, d. h. bleiben nur wenige große Akteure übrig? Oder wird dadurch vor allem die Rolle bestehender Aggregatoren gestärkt, die heute schon die Beschaffung für größere Lieferantengruppen organisieren? Lassen sich in die gesetzlich festgelegten Vergütungen, die in diesem Vorschlag bestehen bleiben, Preissignale aus den Dispatch- und künftigen Leistungsmärkten integrieren? Treten zudem möglicherweise Standortsignale auf?

Insgesamt erscheint es höchste Zeit, sich von einer vermeintlichen Vermarktungsfähigkeit der FEE-Anlagen in grenzkostenorientierten Märkten zu verabschieden und den Blick darauf zu richten, wie der weitere Ausbau dieser Anlagen gesichert und kostengünstig gestaltet werden kann.

* Prof. Leprich ist wissenschaftlicher Leiter des IZES, Frau Hauser dort wissenschaftliche Mitarbeiterin.

Kurze Erklärung von Fachbegriffen

Grenzkosten: die Kosten jeder zusätzlich erzeugten Einheit. Liegen diese unter dem zu erwartenden Erlös dieses zusätzlichen Produktes, wird der Produzent diese weitere Einheit vernünftigerweise auch produzieren. Im Stromerzeugungsmarkt haben Wind- und Wasserkraftwerke sowie wärmegeführte fossile Kraftwerke sowie Kernkraftwerke die niedrigsten Grenzkosten: Zum einen müssen sie z. T. aus technischen Gründen weiterlaufen (**Must-run-Kraftwerke**), zum anderen kostet es die Betreiber wegen des kostenlosen Energieträgers nichts oder vernachlässigenswert wenig, sie weiterlaufen zu lassen. Im Preisfindungssystem der Strombörsen kommen die Erzeugungseinheiten nach ihren spezifischen Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge (nach den erwähnten Kraftwerken Braunkohle, Steinkohle, Gas)

so lange zum Zug, bis sie genau die momentane Nachfrage bedienen (Einsatzreihenfolge oder **Merit order**). Das immer größere Angebot aus Windkraft und Photovoltaik mit deren geringen Grenzkosten schiebt Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, wie etwa Gaskraftwerke, aus der Merit order heraus, so dass jene seltener den Zuschlag bekommen (**Merit-order-Effekt**).

Dispatch-Märkte: hier zusammenfassend für alle Märkte, die den optimalen Einsatz bestehender Kraftwerke sichern, also Großhandel und Regelenergiemärkte.

Residuallast: Last im Sinne von elektrischer Leistung, die nach Abzug einer bestimmten Teillast übrig bleibt, hier: nach Subtraktion des Lastprofils der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE). **geo**

Unser Vorschlag | Der Vorschlag beruht daher auf folgenden drei Säulen:

- Zugunsten eines maximalen Pool-Effekts und der Optimierung der Prognosequalität und -kosten bietet es sich an, den Strom aus FEE-Anlagen weiter bundesweit einzusammeln und zu einem gemeinsamen FEE-Lastprofil zu verdichten. Dies betrifft zunächst vor allem PV und Wind onshore, aber auch große Teile der Laufwasserkraftwerke, die ebenso grenzkostenfrei und kaum langfristig präzise prognostizierbar sind.

Ein möglicher Eigenverbrauch aus diesen Anlagen ist davon unbenommen, da er lediglich die Nachfragerlast der Kunden korrigiert. Die Rolle des Einsammelns haben aktuell die Übertragungsnetzbetreiber (UNB) inne. Ob sich hier ein neuer zentraler Akteur anbietet, soll zunächst offen bleiben.

- Das nationale FEE-Lastprofil wird anteilig, d. h. gemessen am Absatz, den Stromlieferanten (also den Vertrieben) zugewälzt. Dieses Wälzen erfolgt viertelstündlich. Dadurch fällt den Lieferanten die Aufgabe zu, künftig ihre Residuallast als Differenz von Kundenlast und anteiligem FEE-Lastprofil zu decken. Das hat u. a. zur Folge, dass das Lieferantengeschäft erheblich kurzfristiger wird und der Spotmarkt und hier vor allem der Intraday-Markt künftig an Gewicht gewinnen.

- Der Lieferant bezahlt für das FEE-Lastprofil einen Preis, der den durchschnittlichen EEG-Vergütungskosten der im Profil enthaltenen Anlagen entspricht. Die Vergütungen werden nach wie vor gesetzlich festgelegt.

Ein Hauptunterschied zu der bis 2009 herrschenden Wälzung besteht also darin, dass die Lieferanten für Ist-Viertelstundenprofile zahlen, nicht für Monatsbänder, die aufwendig, fremdbestimmt und mit hohem