



25.06.2026

## Transkript

# „Wie könnte ein Kompromiss zum Redispatch-Vorbehalt im EEG die Tür für ein neues Energiesystem aufstoßen?“

## Expertinnen und Experten auf dem Podium

---

- ▶ **Prof. Dr. Thorsten Müller**  
Wissenschaftlicher Leiter, Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg und Leuphana Universität Lüneburg
- ▶ **Prof. Dr. Anke Weidlich**  
Professorin für Technologien der Energieverteilung am Institut für Nachhaltige Technische Systeme INATECH, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
- ▶ **Dr. Christoph Maurer**  
Geschäftsführer, Consentec GmbH, Aachen, und Lehrbeauftragter am Department Elektrotechnik-Elektronik-Informationstechnik (EEI), Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Friedrich Alexander Universität, Erlangen
- ▶ **Sönke Gähke**  
Redakteur für Energie und Technik, Science Media Center Germany und Moderator dieser Veranstaltung

## Mitschnitt

---

- ▶ Einen Audio- und Videomitschnitt finden Sie unter:  
<https://sciencemediacenter.de/angebote/wie-koennte-ein-kompromiss-zum-redispatch-vorbehalt-im-eeg-die-tuer-fuer-ein-neues-energiesystem-aufstossen--26150>



## Transkript

---

### **Sönke Gähke [00:00:01]**

Hallo, liebe Kolleginnen und Kollegen, ich freue mich, dass Sie heute trotz dieser Hitze zu uns gekommen sind, mit uns über die Energiewende zu diskutieren. Sie wissen ja, die Ministerien in Berlin konnten sich immer noch nicht auf einen Kompromiss bei der EEG-Novelle und dem Netzpaket einigen. Aktuell ist sogar unklar, ob die Entwürfe überhaupt noch vor der Sommerpause ins Kabinett kommen. Aber wenn die Minister und die Fraktionen bei ihren Kompromissen jetzt berücksichtigen, wie sie damit die Weichen für die weitere Entwicklung der Energiewende stellen, ist das vielleicht auch kein Schaden, sondern vielleicht eher ein Nutzen. Denn die Frage wird sein: Stoßen die Entscheidungen jetzt eine Entwicklung an, an deren Ende Regeln, Verfahren oder Märkte stehen, die auf die dominante Rolle von Sonnen- und Windenergie zugeschnitten sind.

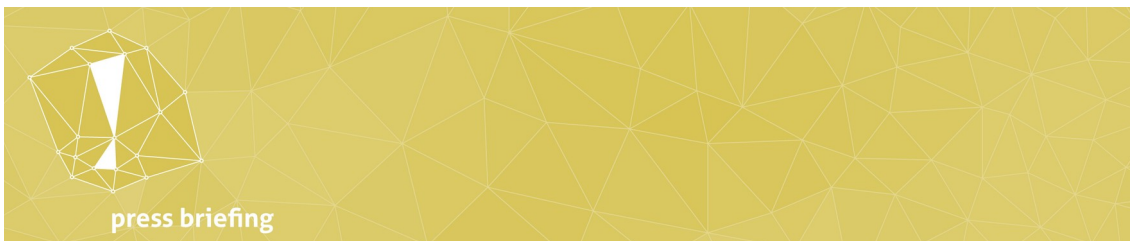
Warum das wichtig wäre, wie sich eine solche Entwicklung anschieben ließe und was passiert, wenn Berlin nicht darauf achtet, das wollen wir heute in diesem Press Briefing hier anreißen. Wir konnten dafür drei Forschende gewinnen, aber bevor ich die Runde vorstelle und jedem die Gelegenheit gebe, einmal sich selbst zu präsentieren, zunächst wie immer die Bitte: Stellen Sie Ihre Fragen über die F von Zoom. Meine Kollegin Samantha Hoffmann wird sie dort sammeln und postet sie mir hier auf das Dokument, was ich hier rechts neben Ihnen sehe, und ich kann dann die Fragen hier in die Runde geben. Sie können die Fragen übrigens auch die Fragen von Kollegen bewerten, indem Sie einen Daumen hochsetzen. Dann wissen wir, okay, das interessiert nicht nur einen, das interessiert mehrere und können die Fragen dann priorisieren.

Fangen wir an. Die Erste bei uns in der Runde ist Anke Weidlich. Ihr Thema sind die Analysen zur Energieverteilung, zum Beispiel. Sie arbeitet an der Uni Freiburg und schon lange am Monitoring-Prozess der Energiewende mit, die das Bundeswirtschaftsministerium seit Jahren in Auftrag gibt. Um uns alle erst mal am Anfang unseres Gesprächs auf den gleichen Level zu holen, wollte ich von Ihnen erst mal wissen, welche Probleme soll denn eigentlich der Redispatch-Vorbehalt lösen, an dem jetzt so diskutiert wird?

### **Anke Weidlich [00:02:00]**

Ja, herzlichen Dank. Guten Morgen in die Runde. Genau, also der Redispatch-Vorbehalt ist ja der umstrittenste Punkt des Netzpakets. Ansonsten sind ja auch viele Ideen da drin, die größeren Anklang finden, aber der Redispatch-Vorbehalt, der wird eben als Gefahr gesehen für den erneuerbaren Ausbau. Worum geht's konkret? Es geht darum, dass Netzbetreiber Gebiete in ihrem Netz als kapazitätslimitiert ausweisen können, und zwar dann, wenn angeschlossene Anlagen in diesen Gebieten in den vorangegangenen Jahren öfter abgeregelt werden mussten oder angepasst, ist das Wording.

Konkret geht es da um Anpassungen in Höhe von 3 Prozent über das Jahr oder mehr als 3 Prozent. Dann kann man eben sagen, das ist kapazitätslimitiert. Dann kann sich eine erneuerbare Energieanlage immer noch anschließen, aber das dann auf Basis von einem verhandelten Vertrag mit dem Netzbetreiber, der eben vorsieht, dass sie auf die Entschädigungszahlung verzichten, die man aktuell bekommt, wenn man abgeregelt wird. Und das Ziel ist natürlich die Redispatch-Kosten, oder generell Engpassmanagement-Kosten zu reduzieren. Es geht primär die Erneuerbaren. Eine Entschädigungszahlung bekommen ja alle, die in Redispatch ihre Erzeugung ändern. Aber bei den Erneuerbaren ist es eben der – die sind im Fokus, weil sie im Anrecht auf diese Entschädigungszahlung haben und jetzt letztlich auch diejenigen sind, diejenigen Anlagen, die die Engpässe dann oft erzeugen. Und die Redispatch-Kosten, um die Größenordnung kurz zu nennen, waren letztes Jahr 3,1 Milliarden, aber die Abregelungskosten für erneuerbaren Anlagen waren nur



ein Teil davon. Also das ist die Größenordnung von 430 Millionen Euro. Diesen Anteil zu reduzieren, ist eben dann das Ziel der Regelung.

**Sönke Gähke [00:04:03]**

Sagen Sie, die Debatte läuft ja jetzt schon ein bisschen länger. Welche Aspekte haben Sie denn in der bisherigen Diskussion vermisst?

**Anke Weidlich [00:04:10]**

Ja, zunächst mal ist ja diese drei Prozent eigentlich eine interessante Zahl, weil das ist die Grenze, bis zu der Netzbetreiber auch heute schon, also bei den Übertragungsnetzbetreibern sogar pflichtmäßig, bei den Verteilnetzbetreibern optional planen können. Das heißt, sie können so planen, dass sie drei Prozent der Energie im Jahr nicht aufnehmen müssen. Also das wurde bisher quasi so als die effiziente Netzauslegung indirekt angesehen, obwohl das ja nie mal wissenschaftlich untersucht worden ist.

Also die drei Prozent, das ist sicherlich irgend so eine Daumenregel mal gewesen und da wär's schon interessant, wo denn das ökonomische Optimum konkret liegt. Vor allem vor dem Hintergrund, dass letzte Woche ja die Bundesnetzagentur auch einen Bericht zu ihrer vorläufigen Prüfung des Netzentwicklungsplans vorgelegt hat. Und da hat sie die Netzbetreiber, die Übertragungsnetzbetreiber, dafür kritisiert, dass sie so eine Kosten-Nutzen-Abwägung wohl stärker gemacht haben als bisher. Das heißt, Abregelung in Kauf nehmen, Redispatch oder Engpassmanagement in Kauf nehmen und das teilweise in manchen Gebieten deutlich mehr als drei Prozent. Also ich fänd's interessant, einfach da mal wissenschaftlich zu untersuchen, wo ist eigentlich das Optimum und wohin verschiebt es sich vielleicht auch, wenn die Batterien günstiger werden, weil man dann ja auch in einen Trade-off kommt, dass Batterien vielleicht Engpassmanagement günstiger realisieren können und dann auch ein Stück weit weniger Netzausbau in der Zukunft nötig ist.

Ja, am Ende finde ich es wichtig, dass es nicht in so ein Blaming geht, so die Erneuerbaren sind schuld oder die Netzbetreiber sind zu langsam, sondern dass man klug schaut, wo muss ich letztlich einen Schmerz erzeugen, auch finanziell? Und der sollte sicherlich auf beiden Seiten sein, damit beide Seiten auch einen Anreiz haben, sich zu bewegen. Im Moment ist es sehr stark auf die Erneuerbaren eben gelegt, dass man sagt, die müssen jetzt also auf Entschädigungszahlungen verzichten. Ich fände es wichtig, dass die Netzbetreiber genauso auch – ja – einen finanziellen Schmerz spüren, wenn sie das Netz nicht zügig ausbauen. Das heißt am Ende, dass diese Risiken oder Kosten, die verursacht sind, denn auf beide Seiten verteilt sind, eben damit beide ein Anreiz haben.

Ja, und wenn's dann schon geht in dem Titel neues Energiesystem, Tür aufstoßen, dann sind natürlich auch noch mal ganz andere Optionen wieder auf dem Tapet, Stichwort Trennung der einheitlichen Gebotszone, nodale Preise. Ich denke, in die Richtung können wir heut auch diskutieren. Würd' mich zumindest interessieren. Ich hab's jetzt hier nur als Stichwort erst mal genannt.

**Sönke Gähke [00:06:46]**

Prima, vielen Dank. Der Nächste bei uns in der Runde ist Christoph Maurer. Er übernimmt so ein bisschen den – ich hoffe, es ist richtig – energieökonomischen Blick. Für das SMC ist er als wissenschaftsjournalistische Organisation vielleicht auf den ersten Blick eine ungewöhnliche Wahl. Er selbst hat nämlich keinen Lehrstuhl, sondern ist Geschäftsführer und Gesellschafter des Beratungsunternehmens Consentec. Das erstellt im Auftrag von Ministerien aller



Bundesregierungen<sup>^</sup> der zurückliegenden Jahre Analysen über das Energiesystem, meist das elektrische in Deutschland. Und zwar jetzt nicht nur für Ministerien, sondern auch für alle anderen Akteure. Ich erinnere mich zum Beispiel, da gab's vor Kurzem auch was für die Agora Energiewende, also auch Stiftungen gehören zum Beispiel dazu.

Aber andererseits publiziert er oft mit Forschenden zusammen, hat einen Lehrauftrag an der Uni Erlangen-Nürnberg und vor allem, er wird uns immer wieder als der unabhängige Experte in Sachen Stromsystem empfohlen. Dann freue ich mich, dass er heute hier jetzt für uns Zeit gefunden hat. Auch an Sie die Frage, welche Aspekte haben Sie in der bisherigen Debatte eigentlich vermisst?

**Christoph Maurer [00:07:50]**

Ja, erst mal herzlichen Dank für die Einladung. Guten Morgen auch von meiner Seite. Ich würde gerne darauf eingehen, dass ein solches System, wenn man es einführt, und das gilt für alle Systeme, den originären Redispatch-Vorbehalt, wie er von der Bundesregierung oder vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagen wurde, wie auch die Alternativen natürlich Anreize setzen, bei Akteuren in irgendeiner Form darauf zu reagieren.

Das sind zum Teil erwünschte Anreize. Der erwünschte Anreiz ist ja, dass man Erneuerbarenanlagen in Netzgebieten, die jetzt heute schon stark mit Engpässen belastet sind, möglicherweise nicht so stark oder weniger ausbaut und eher in Regionen wechselt, wo noch Netzkapazitäten vorhanden sind. Das ist der erwünschte Anreiz, aber solche Systeme haben immer auch unerwünschte Anreizwirkungen. Über die muss man sich aus meiner Sicht etwas mehr Gedanken machen, also das unintended consequences.

Und da gibt's sowohl unintended consequences möglicherweise auf der Seite der Anlagenbetreiber, dass die in irgendeiner Form reagieren mit anderen Anlagendesigns oder so was, die weniger effizient sind. Was mir aber insbesondere wichtig ist, und das ist tatsächlich ein Aspekt, der aus meiner Sicht in der Debatte bisher zu kurz kommt, sind die Anreize für Netzbetreiber, die aus einem solchen Regimewechsel, wie wir ihn jetzt gerade im Moment diskutieren, entstehen.

Heute ist es so, dass Netzbetreiber Kosten haben, wenn sie erneuerbare Energieanlagen abregeln. Und im Prinzip haben sie darüber einen Anreiz, das nicht in übermäßigem Maße zu tun, sondern genau in dem Maße, wie's eben notwendig ist, die Systemsicherheit zu gewährleisten. Das machen sie natürlich und das ist ja auch richtig und wichtig so und das soll auch in Zukunft so sein. Wenn wir jetzt aber Netzbetreibern in Zukunft eine kostenlose Option geben, erneuerbare Energien abzuregeln, ja – sie können abregeln, aber die Konsequenzen müssen sie davon nicht tragen –, dann hat das natürlich möglicherweise schon Auswirkungen darauf, wie Netzbetreiber sich verhalten, wie sie in ihrer Planung agieren, wie sie im Betrieb agieren und auch auf die Frage zum Beispiel wettbewerblicher, nicht alle Netzbetreiber sind voll unbündelt. Es gibt Netzbetreiber, die tatsächlich relativ eng verknüpft sind, auch mit EE-Anlagenbetreibern und so weiter. Und all diese Fragen, die werden aus meiner Sicht im Moment zu wenig diskutiert. Also welche Anreize ergeben sich tatsächlich für Netzbetreiber aus diesem diskutierten Regimewechsel?

**Sönke Gähke [00:09:59]**

Vielen Dank. Dann denke ich mal, das wird ein interessanter Aspekt werden heute bei uns. Der Dritte bei uns ist Thorsten Müller. Er übernimmt den juristischen Blick heute. Er ist der wissenschaftliche Leiter der Stiftung Umweltenergie recht und hat eine Honorarprofessur an der Leuphana Universität in Lüneburg. Aus der rechtlichen Perspektive würde mich jetzt von ihm interessieren, welche Aspekte vermissen Sie an der Debatte bis jetzt?



**Thorsten Müller [00:10:27]**

Es sind, glaub ich, drei Aspekte, auf die ich den Fokus legen möchte. Der erste ist die Frage, die Rolle des Rechts und dort die Frage, inwieweit wir dem Unionsrecht überhaupt Rechnung tragen und die Anreizwirkung, die Recht hervorruft. Christoph Maurer hat das eben auch schon betont.

Das Unionsrecht stellt ganz konkrete Anforderungen, über die wir nicht sprechen. Und das sind zum Beispiel Fragen, dass beim Redispatch das Unionsrecht als unmittelbar geltende Regel vorsieht, dass entschädigt werden muss. Es sei denn, dass der Anlagenbetreiber freiwillig auf eine gesicherte Anschlussleistung verzichtet hat. Der Gesetzgeber kann diese Freiwilligkeit aber gar nicht erzwingen. Also insofern müsste man hier andere Wege suchen als das, was auf dem Tisch liegt.

Aber noch wichtiger ist das, was Christoph Maurer beschrieb mit der Anreizwirkung. Und das möchte ich an der konkreten Veränderung vorstellen. Und das betrifft sowohl den Vorschlag des Ministeriums als auch die Alternativen über flexible Netzanschlussverträge. Aus guten Gründen gibt es einen gesetzlichen Netzanspruchsanspruch, und der soll in einen vertraglichen geändert werden. Das sagte Anke Weidlich ja auch eben schon.

Bei einem Vertrag kommt es aber drauf an, wie ist die Interessenslage der beiden Vertragsparteien? Und wenn eine Partei aus einem Vertrag keinerlei Vorteile ziehen kann, und das ist die Konsequenz bei Netzbetreibern, die haben keine Erlöse, sondern nur Aufwand aus einem zusätzlichen Anlagenanschluss, dann gibt es auch kein Interesse am Zustandekommen dieses Vertrages. Und wenn man dann einen solchen Vertrag auch gerichtlich nicht effektiv durchsetzen kann, entsteht eine rationale, eine Situation, in der es rational ist, ein solches Vertragswerk gar nicht zustande kommen zu lassen. Insofern gibt es dort auch aus der juristischen Perspektive Fehlanreize, die schon den Anlagenanschluss infrage stellen können.

Zweitens. Diskutieren wir eigentlich über eine Übergangsregelung und nicht über die Lösung der Probleme. Die Lösung der Probleme müssen wir an anderen Stellen suchen. Das eine ist, den Ausbau der Verteilernetze deutlich zu vereinfachen, zu beschleunigen, damit auch kostengünstiger zu machen. Dafür braucht es Regeln. Der Redispatch-Vorbehalt, flexible Netzanschlussverträge würden daran ja nichts ändern, sondern würden nur den Umgang mit einem bestehenden Problem neu normieren und die Risiken neu zuordnen.

Also wir brauchen eigentlich eine andere Diskussion als die, die wir jetzt führen, und Teil dieser anderen Diskussion ist drittens: Wir brauchen einen Netzausbau, der auf das Minimum begrenzt wird. Das ist einer der zentralen Hebel, um die Systemkosten zu senken. Und wir haben Fehlanreize im bisherigen Regelwerk. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz reizt nach wie vor an, möglichst viele Kilowattstunden zu produzieren. Möglichst viele Kilowattstunden sind aber in einem erneuerbaren System nicht gleich viel wert. Gerade in Spitzenzeiten ist dieser Strom nichts wert, und die Infrastruktur auf Spitzenzeiten auszulegen, ist dann nicht klug.

Aber genau dieses ist die Wirkung des heutigen Rechtsrahmens, und insofern muss man aus meiner Sicht genau dort auch ansetzen. Das betrifft also die Auslegung von erneuerbaren Energien-Anlagen, und das wäre zum Beispiel das, was BET in dem Vorschlag zur systemdienlichen Anschlussleistung entwickelt hat. Also eine Frage: Wie kommen wir bei den Input-Parametern der erneuerbaren Energien-Anlagen zu Veränderungen im System? Also, lange Rede. Es geht aus meiner Sicht vor allen Dingen darum, die Rechtswirkung anders einzuordnen und die eigentlichen Problemlösungen stärker in den Blick zu nehmen und nicht nur diese Übergangsregelung zu diskutieren.



**Sönke Gähke [00:14:05]**

Vielen Dank, Herr Müller. Liebe Kollegen, jetzt noch mal von mir der Aufruf: Wenn Sie Fragen haben, jetzt schon gerne in der F-und-A-Funktionen von Zoom stellen. Sie werden mir dann hier reingeleitet. Eine Frage haben wir schon, die stelle ich auch gleich.

Herr Müller hatte es schon angedeutet, die Anreize, die wir jetzt im Augenblick haben, passen eigentlich, wenn ich das mal meinen Worten wiederholen darf, noch nicht so direkt zum erneuerbaren Energiesystem. Also müsste man ja wahrscheinlich das System anfangen umzubauen in irgendeiner Form. [...] Sie haben einen Aspekt erwähnt mit dem Netzausbau, aber an welchen anderen Punkten stoßen eigentlich Wind und Photovoltaik gegen das System, was wir im Augenblick haben, was ja eigentlich für konventionelle Stromerzeugung ausgelegt war? Und wo müsste das geändert werden, dann entsprechend?

**Thorsten Müller [00:14:59]**

Ihr ergänzt mich bitte oder korrigiert mich, ja? Überall. Das wäre mal die einfache Antwort, die uns aber nicht weiterhilft, weil der Gesetzgeber ja genau wissen muss, was er ändern soll. Aber wie ich eben versucht habe deutlich zu machen, müssen wir tatsächlich die Anreize bei allen Akteuren angucken, die sie aus dem Gesetz erhalten.

Und wenn das Erneuerbare-Energien-Gesetz dazu führt, dass man möglichst viele Kilowattstunden produziert, dann ist das so ein Fehlanreiz. Den hat der Gesetzgeber übrigens schon relativiert. Vor einigen Jahren hat er eine Regelung eingeführt, dass man bei negativen Preisen keine Förderung kriegt. Das ist auch der Ausdruck, dass nicht jede Kilowattstunde gleich gut ist.

Für den Netzbetreiber fehlt aber diese Übersetzung noch. Der Netzbetreiber muss weiter davon ausgehen, dass es ein Zeitfenster gibt, wo die Anlage eine maximale Leistung einspeist. Und auf diese maximale Leistung legt er den Netzanschluss aus. Also darauf beantragt der Anlagenbetreiber auch den Netzanschluss. Aber das ist sozusagen eine Regelung. Und dann gibt es an allen Stellen von der Frage: Wie machen wir Flexibilität Wirklichkeit im System? Wie organisieren wir einen schnelleren Netzausbau? Wie gucken wir auch, wer macht den Netzausbau? Wer hat ein Interesse daran, dass es schnell geht? Haben wir ganz, ganz viele Detailprobleme, die ich jetzt nicht in dieser abstrakten Frage alle beantworten kann, jedenfalls nicht in den verbleibenden 34 Minuten.

**Sönke Gähke [00:16:31]**

Frau Weidlich.

**Anke Weidlich [00:16:33]**

Ja genau, es gab in der letzten Legislaturperiode einen Prozess, der nannte sich Plattform klimaneutrales Stromsystem und ich finde, da wurden eigentlich die wichtigsten Felder, in denen wir Anpassung brauchen, sehr gut adressiert. Darauf wurde dann ein Papier des damaligen Wirtschaftsministeriums, des BMWK, formuliert, in denen noch mal die wichtigsten Punkte und die jeweiligen Optionen, die man dann hat für die rechtliche Umsetzung, aufgelistet.

Das waren einmal die Förderbedingungen für die Erneuerbaren der Zukunft, für steuerbare Kapazitäten, die dann in einem Markt mit vielen Preisen von null natürlich nicht automatisch notwendigerweise in der Höhe, wie wir sie brauchen, kommen. Dann ging es lokale Preissignale, also 100 Prozent das Thema und das es jetzt hier auch geht und wie man Flexibilität in das System bekommt. Und alles hat sehr stark mit dem heute schon vielfach genannten Begriff Anreize zu tun, also ein Marktdesign, was die richtigen Anreize setzt. Bei der erneuerbaren Förderung zum Beispiel



eben nicht, die Kilowattstunde, unabhängig von Zeit und Ort immer gleich zu fördern, sondern Anreize setzen, dass der Betrieb optimiert wird.

Da gab es zum Beispiel den Vorschlag der erzeugungsunabhängigen CFDs, Financial CFDs zum Beispiel. Also es gibt in vielen Bereichen Konzepte und die haben dann Vor- und Nachteile. Manche sind sehr komplex, aber dieses Durchdeklinieren, was sind die Optionen, was sind die Felder und dann daraus die Schlüsse zu ziehen. Das fand ich vom Grundsatz her ein sehr gutes Prinzip. Es ist leider nicht so bis zum Ende dann gelangt, aber die Themen sind schon alle da auf dem Tapet gewesen.

**Sönke Gätke [00:18:19]**

Herr Maurer, Sie würden auch ergänzen, denke ich.

**Christoph Maurer [00:18:20]**

Ja, ich würde auch gerne noch mal ergänzen. Ich glaube, wir müssen uns einfach vergegenwärtigen, dass wir aus einem System kommen, in dem wir relativ wenige Akteure hatten, die wirklich aktiv am Markt tätig waren. Ja, das war eine beschränkte Zahl großer Kraftwerke, wenn man so will. Die Verbraucher haben Strom verbraucht, aber sie haben letztendlich ehrlicherweise nicht wahnsinnig stark auf Preissignale oder ähnliches reagiert, sondern sie hatten einen weitgehend inelastischen Stromverbrauch.

Und wir wechseln jetzt in ein System, in dem wir sehr viel mehr Akteure haben, die aktiv am Markt teilnehmen. Das sind alle erneuerbaren Energien, Anlagen in Zukunft perspektivisch. Das sind aber auch Speicher. Aber das werden auch diverse Verbraucher sein, die tatsächlich in Zukunft preiselastisch reagieren werden, also die auf Preise mit ihrer Verbrauchsentscheidung reagieren werden. Ja, dass jeder, der sein Elektroauto mit dem dynamischen Tarif lädt und im Prinzip darauf reagiert, wann der Preis hoch und wann er niedrig ist, und bei niedrigen Preisen lädt, ist letztendlich ein Marktteilnehmer in diesem Strommarkt und wir müssen diese Marktteilnehmer besser koordiniert bekommen, als wir das in der Vergangenheit tun. Das ist eine Herausforderung.

Die andere Herausforderung ist, dass wir ein System haben, in dem sehr viel mehr Leistung am Ende installiert sein wird. Wir kommen aus einem System, in dem wir round about 100 Gigawatt Erzeugungsleistung irgendwie mal installiert hatten in Kraftwerken. Wir gehen in ein System, in dem wir zwar auch deutlich mehr Stromverbrauch haben, aber ein Vielfaches an installierter Leistung haben werden. Denn wir haben heute alleine über 100 Gigawatt Photovoltaik bereits schon installiert und da kommen noch alle anderen Technologien dazu. Das bedeutet aber, gleichzeitig werden die niemals alle einspeisen können an dieser Stelle.

Wir müssen also erstens damit leben, dass wir in irgendeiner Form abregeln. Das ist erstmal nichts katastrophal Dramatisches. Wir müssen aber auch gucken, dass wir auf die, das schwankende Dargebot an erneuerbaren Energien flexibel reagieren, um diese Einspeisung möglichst – dieses Einspeisepotential möglichst gut zu nutzen. Wir müssen uns aber auch damit beschäftigen – und das geht in die Richtung, was Thorsten Müller gerade gesagt hat –, dass wir die Netze nicht für eine Spitzenerzeugung werden auslegen können. Es macht keinen Sinn, die letzte Kilowattstunde Photovoltaikstrom an einem Tag, an dem die Sonne ohnehin vom Himmel brennt und der Strom nichts wert ist, tatsächlich auch noch in das Netz einspeisen zu können. Und diese Fragen müssen wir besser koordiniert bekommen.

Das, was wir dafür brauchen, ist tatsächlich ein besseres Marktdesign mit besseren Anreizen. Ich würde vielleicht mal damit anfangen, was wir nicht brauchen. Was wir nicht brauchen, was immer wieder durch die Medien geistert oder so was, ist sozusagen eine grundsätzliche Abschaffung des Preisbildungsprinzips an Strommärkten oder so was. Also, das Merit-Order-Prinzip oder so was,



was immer als Schuldiger von fehlender Funktionalität im Energiesystem gerne bezeichnet wird. Das ist weiterhin und gerade in Zukunft ein wichtiges System.

Wir müssen aber, glaube ich, die Anreize tatsächlich besser transportieren zu den Akteuren, und das bedeutet aus meiner Sicht, dass wir perspektivisch einerseits örtlich schärfere Signale senden müssen. Das hat Anke Weidlich eben schon angesprochen. Die Akteure müssen tatsächlich Netzengpässe in ihren Preissignalen sehen. Wir haben ganz viele Akteure im System, die grundsätzlich sich netzdienlich verhalten können. Ich habe eine Frage schon gesehen, die auf die Batteriespeichersysteme zum Beispiel anspielt.

Batteriespeichersysteme können wahnsinnig viel. Das sind wahnsinnig mächtige Assets, die wir im System haben werden in Zukunft. Die Frage, ob sie dem System helfen oder nicht, wird aber davon [...] abhängen, ob sie tatsächlich sehen, welche technischen Einschränkungen es im System gibt. Wenn es für sie Sinn macht, auf diese Einschränkungen zu reagieren, wenn sie entsprechende Anreize haben, werden sie dem System helfen. Wenn sie die Einschränkungen nicht sehen, werden sie möglicherweise neue Probleme verursachen. Und, das ist tatsächlich eine große Herausforderung.

Und perspektivisch werden wir neben der höheren räumlichen Auflösung den Handel auch noch in eine höhere zeitliche Auflösung bringen müssen, weil wir einfach durch die starken PV-Rampen, zum Beispiel, die wir morgens und abends haben, in der heutigen Taktung des Handels, die im Viertelstundentakt stattfindet, so viel Veränderungen im System haben, dass wir da auch eigentlich tatsächlich nicht mehr sinnvoll darauf reagieren können.

Und dann brauchen wir eben einen Mechanismus, der das Ganze mit dem Netz koordiniert. Die lokalen Signale helfen da, lokale Preissignale, aber es wird sicherlich auch auf der Investseite noch weitere Steuerungsmöglichkeiten in diesem Zusammenhang brauchen.

#### **Sönke Gähke [00:22:24]**

Das heißt, weil Photovoltaik jetzt zum Beispiel innerhalb von wenigen Minuten die Leistung sehr stark ändern kann, wird es ein System geben, wo wir dann nicht mehr viertelstundenweise, sondern, ich sage mal, fünfminutenweise handeln. Ist das so die Idee?

#### **Christoph Maurer [00:22:37]**

Das wäre aus meiner Sicht die Idee. Möglicherweise sogar irgendwann einminutenweise. Das gibt's in manchen Märkten durchaus. Der Handel wird sowieso immer mehr automatisiert. Das ist, sagen wir, das ist nicht mehr so, dass da viele Akteure sitzen und tatsächlich selbst die Handelsgeschäfte tätigen, sondern da ist sehr viel automatisierter Handel mittlerweile dabei.

#### **Sönke Gähke [00:22:55]**

Herr Maurer hatte das eben schon erwähnt. Wir hatten eine Frage von außen bekommen, welche Rolle gerade die Batteriesysteme immer stärker spielen können. Ich glaube, beim Netzausbau, zum Netzausbau kam diese Frage. Würde gerne noch jemand von Ihnen, vielleicht Frau Weidlich, wollen Sie da vielleicht noch mal konkreter darauf eingehen, welche Rolle das haben kann?

#### **Anke Weidlich [00:23:11]**

Ja, also wir haben einmal schon Batteriespeicher, die von den Netzbetreibern eingesetzt werden, die sogenannten Netzbooster. Das ist jetzt eine rein technische Lösung und das ist ökonomisch auch schon sinnvoll. Also, was die dann letztlich machen, ist, die N-1-Bedingung absichern, also



sodass sich nicht doppelte Leistung von Leitungen vorhalten muss, vereinfacht gesprochen, sondern die Batterie als Backup nehmen kann. Und da gibt es sehr gute Erfahrungen damit.

Und dann gibt es natürlich die ganzen Speicher, die sonst im marktlichen Betrieb dann sich optimieren. Und genau, das wurde jetzt schon vielfältig gesagt, auch von Christoph Maurer. Da ist es eben elementar, dass die Signale, auf die sie reagieren, dann auch systemdienlich sind. Also, die Anreize, die aktuell bestehen, ist, wenn Strom günstig, dann laden, wenn Strom teuer, dann entladen und das deutschlandweit. Das heißt, wenn jetzt der klassische Fall viel Windstromerzeugung auftritt, dann haben auch im Süden alle den Anreiz, die Speicher aufzuladen. Und das ist wirklich eine große Herausforderung. Auch wenn die Leistung dort gar nicht ankommt. Dann denken sie, es wird Windstrom geladen, aber in Wirklichkeit sind das Redispatch-Kraftwerke, die in den Süden extra hochgefahren werden. Und das ist natürlich ineffizient.

Das heißt, die Signale letztlich auf diese-- und die Batterien könnten ja genau das Gegenteilige machen. Also die könnten quasi indirekt Redispatch tun oder den Redispatch letztlich vermeiden, den der Netzbetreiber dann in Auftrag geben muss, aber sie haben keinen Anreiz dazu. Und den Batterien ist es ja sogar auch noch egal. Also, sie spielen ja genau mit den Preisunterschieden und würden das ja auch gerne machen in einer Weise, die dem System dient, aber ökonomisch können sie es natürlich nur so, wie es dann auch letztlich rentabel ist. Und das ist die große Diskrepanz, die wir aktuell haben, dass die Signale oft nicht zu dem passen, vor allem was das Netz gerade braucht.

Also auf dem Markt passen sie sehr gut. Das heißt, das ist super effizient. Wir haben, wenn viel Windstrom da ist, wenn viel Sonne da ist, dann ist der Preis niedrig und dann ist der Anreiz zum Verbrauch groß. Aber was halt nicht passt, ist die Netzsicht. Die ist noch überhaupt nicht reflektiert im Marktsignal und somit kann keiner darauf reagieren. Und was wichtig ist, ist, dass wir jetzt in eine Zukunft kommen – und die beginnt gerade erst – in der die Flexibilität vor allem durch Nachfrage, die elastisch reagieren kann, und Speicher eben geliefert werden kann.

Aktuell nutzen wir die Flexibilität hauptsächlich durch steuerbare Kraftwerke, nach wie vor. Der Redispatch, der basiert auf steuerbaren Kraftwerken. Und das war effizient, kostenbasiert, würd' sagen, hat relativ gut funktioniert, aber die günstigsten Flexibilitäten der Zukunft sind eben in der Lastseite, der Speicherseite, die sind nicht im Redispatch und die kommen auch nicht so einfach in den Redispatch rein. Das ist viel komplizierter und auch von der Anreizwirkung schwieriger als bei den Erzeugungseinheiten.

Und deswegen ist jetzt der Moment, wo man sich immer weniger leisten kann, eben die falschen Anreize zu haben, wo das immer ineffizienter wird. Und da muss man dann schon grundlegend schauen. Also, ich hatte es schon angesprochen, die einheitliche Strompreiszone ist sicherlich ein Hemmnis und die wird ja erst mal politisch so fixiert. Ich denke mal, für diese Legislaturperiode ist da auch nichts mehr dran zu rütteln. Aber ich bin gerade mit der Perspektive auf, wie entwickelt sich das System, und zwar nicht nur erzeugungsseitig, sondern auch lastseitig, immer weniger – oder gehe ich davon aus, dass es immer weniger haltbar ist, daran festzuhalten.

#### **Sönke Gähke [00:26:36]**

Frau Weidlich, Herr Müller – wir haben noch eine Nachfrage, da passt vielleicht Frau Weidlich ganz zu. Eine Nachfrage zu den Redispatch-Kosten. Wie genau, wenn Sie das kurz skizzieren könnten, wie genau berechnen Sie diese Kosten eigentlich?

#### **Anke Weidlich [00:26:50]**

Ja, kann ich gern machen. Also, zuallererst findet ja der Markt statt und dort ergibt sich dann ein Dispatch. Und der Netzbetreiber prüft, ob der überhaupt technisch realisierbar ist. Und wenn er das eben nicht ist, weil einzelne Leitungen dadurch überlastet werden würden, dann macht er eben



Redispatch. Das heißt, er ändert diesen Dispatch noch mal. Und alle Marktteilnehmer haben ja letztlich, durch den Handel, den sie getätigt haben, schon eine Position, auf die sie ein Anrecht haben. Und wenn jetzt also jemand sagt, "Jetzt musst du es aber anders machen", dann kriegt er dafür natürlich eine Entschädigung.

Also einmal gibt es Anlagen, die dann hochgefahren werden müssen. Die werden dafür bezahlt, dass sie es tun. Und dann haben aber auch die Anlagen, die ihre Erzeugung reduzieren, ja schon einen Erlös auf dem Markt bekommen und den dürfen sie natürlich auch behalten. Wenn sie Brennstoffkosten haben, die sie dadurch natürlich einsparen, wenn sie nicht betrieben werden, dann kriegen sie die nicht auch noch. Also, das wird dann abgezogen, aber den Erlös, also den Deckungsbeitrag, den dürfen sie behalten.

Und diese Summe aus den Deckungsbeiträgen, die man weiterhin behält, plus die Hochfahrkosten, das macht dann die Redispatch-Kosten aus. Und bei den Erneuerbaren, die haben ja keine Brennstoffkosten, da ist dann diese Entschädigungszahlung eigentlich gleich der, entweder Marktprämie oder Einspeisevergütung, die sie sonst auch bekommen würden. Ich glaub, da gibt es noch einen Abschlag von, oder gab es mal. Es ist nicht ganz 100 Prozent, aber nahezu.

**Sönke Gähke [00:28:22]**

Prima, danke. Herr Müller?

**Thorsten Müller [00:28:25]**

Vielleicht knüpfe ich da direkt einmal an, auch wenn ich noch zu den Speichern was sagen will. Das ist auch europarechtlich vorgegeben. Im Endeffekt soll der Anlagenbetreiber, der dem Redispatch unterliegt, genauso gestellt werden, wie er ohne Redispatch steht. Das ist die Idee, die dahintersteht, ja. Und weil die drei Milliarden Euro immer durch die Welt geistern, diese Neuregelungen würden an diesem Kostensockel ja gar nichts ändern, sondern würden nur den Kostensockel der zukünftigen Redispatch-Mengen betreffen. Also, das muss man zur Einordnung wissen. Wir reden also nicht über drei Milliarden Euro Systemveränderung, sondern wahrscheinlich über einen kleinen bis mittleren zweistelligen Millionenbetrag im Jahr, der durch die Neuanlagen dazukommt.

Und man muss auch wissen, es verändern sich dadurch, zwar bei den Netzkosten, Ding ist vielleicht vorteilhaft, aber am Markt würde sich das Angebot verändern und dadurch können sich die Marktpreise verändern. Also, das ist, wie überhaupt diese ganze Diskussion um den Redispatch-Vorbehalt, ein Stück weit rechte Tasche, linke Tasche an vielen Stellen. Das Problem wird nicht adressiert.

Aber das, was Anke Weidlich gerade zu den Speichern gesagt hat, wo wir eigentlich hinkommen müssen, auch was Christoph Maurer mit den Preissignalen so deutlich gemacht hat. Weil wir sie nicht haben, bemüht sich der Gesetzgeber jetzt, das zu simulieren, und er kann das nicht. Das führt dazu, dass wir an ganz vielen Stellen zwar irgendwo gesetzliche Ansprüche für den Anschluss von Speichern an das Netz haben, aber es problematisch ist und man diese Anschlüsse nicht sieht. Oder wenn man sie sieht, Speicher, sogenannte Co-Located-Speicher, direkt im Zusammenhang mit einer Wind- oder PV-Anlage, nur als Grünstromspeicher gefahren werden, also nur Überschussmengen aus dem Windpark, dem Solarpark verwenden, wenn dort kein Strom ist, aber dem Gesamtsystem gar nicht nützen können. Und das zeigt einfach, dass wenn wir nicht so fundamentale Änderungen machen, wir versuchen, an der Oberfläche einen Teil der Symptome rechtlich abzubilden, das aber nie so granular hinkriegen.

Und dann ist die Idee des Rechts, das über flexible Netzanschlussverträge zu machen. Nur diese flexiblen Netzanschlussverträge haben die problematische Anreizwirkung, die ich gerade gesagt



habe. Die ist bei Speichern nicht ganz so dramatisch wie bei erneuerbaren Energieanlagen, weil der Netzbetreiber aus dem Speicher durchaus auch einen Vorteil generiert bekommen kann. Aber trotzdem ist es aus meiner Sicht ein Ding der Unmöglichkeit, für die Vielzahl der Akteure individuelle Ausverhandlungsprozesse zu machen. Also, das überfordert einfach Ressourcen oder ist ein großes Arbeitsverschaffungsprogramm für Anwälte, zu denen ich nicht gehöre, aber denen ich das gönne, ja. Also wenn der Gesetzgeber diesen Fehlanreiz setzt, dann wäre das halt auch einer.

Und insofern glaube ich, dass wir uns darüber klar machen müssen, was ist denn überhaupt ein leistungsfähiger Weg, um dorthin zu kommen? Gesetze sind gut, die brauchen wir an ganz vielen Stellen, aber sie können nicht, jedenfalls nicht in der feinen Auflösung von Marktsignalen, all die Steuerungsleistungen erbringen, die der Markt erbringen kann. Die Aufgabe von Gesetzen ist, die Märkte so zu formen, dass sie die richtigen Signale senden, um das Gesamtsystem zu machen, aber nicht die Marktsignale zu ersetzen. Das kann nicht funktionieren.

**Sönke Gähke [00:31:37]**

Herr Maurer, wir haben eine Frage von außen bekommen, die vielleicht ganz gut daran anschließt. Wie müssten denn solche Preissignale für Netzbetreiber überhaupt aussehen, nach denen sie sich orientieren können?

**Christoph Maurer [00:31:48]**

Ich glaube, da muss man ein bisschen unterscheiden. Preissignale werden auf Marktakteure wirken, sie werden nicht auf Netzbetreiber wirken. Netzbetreiber sind zunächst einmal keine Marktakteure. Wir haben zwar gerade bei den Übertragungsnetzbetreibern durchaus erhebliche Aktivitäten am Markt, weil sie zum Beispiel die PV-Anlagen mit der festen Einspeisevergütung tatsächlich vermarkten müssen, aber sie machen das letztendlich nicht mit einer Gewinnerzielungsabsicht, sondern nach definierten Regeln, und so weiter. Also, die Netzbetreiber sind selbst keine Marktakteure.

Die Netzbetreiber werden wir nicht mit Preissignalen adressieren können. Das, was wir machen können und was wir machen sollten, ist, dass die Netzbetreiber die Informationen darüber, wo tatsächlich im Netz Engpässe bestehen, wie die zusammenhängen mit der Netznutzung und so weiter, in den Markt reingeben. Das führt jetzt ein bisschen weit, wie das genau funktioniert, aber im Grundsatz gibt's dafür Möglichkeiten, sodass sich also Preise unter Berücksichtigung von Netzengpässen und unter Berücksichtigung von Beschränkungen der Transportkapazität der Netzinfrastruktur bilden. Das heißt, dann reagieren die Marktakteure auf die Beschränkungen der Netzkapazität und handeln von vornherein so, dass Engpässe nicht entstehen.

Das, was wir mit dem Redispatch heute machen, ist ja, wir sagen den Marktakteuren erst mal: „Ihr könnt machen, was ihr wollt“, so ungefähr, innerhalb von Deutschland zumindest. Grenzüberschreitend ist ein bisschen anders, aber ihr könnt machen, was ihr wollt. Und wir Netzbetreiber schauen uns das hinterher an und wir greifen dann mit dem Redispatch so ein, dass es auch zum Netz passt. Und dieses Konzept hat halt Grenzen. Wir müssen die Marktakteure sehr viel mehr dazu bringen, dass sie von vornherein so handeln, dass das ins Netz passt und damit auch dem System dient.

Gleichzeitig müssen wir uns schon auch über die Anreize für Netzbetreiber Gedanken machen. Dort kommen die Anreize aber nicht auf Preissignalen, sondern da kommen sie eher aus der Regulierung. Das hat viele Herausforderungen. Regulierung ist nie perfekt, aber gleichzeitig muss man sagen, Netzbetreiber sind natürliche Monopole. Ohne Regulierung würde es an dieser Stelle auch nicht gehen, ja. Wir kommen Netzbetreibern mit Marktmechanismen, jetzt in Anführungszeichen, nicht bei, weil wir tatsächlich anerkennen müssen, das Netzgeschäft ist ein



solches, dass es sich eben nicht lohnt, mehrere Netze nebeneinander zu stellen und damit in Wettbewerb zu treten und den Wettbewerbsmechanismus, der essenziell für das Funktionieren von Märkten ist, zu nutzen. Deswegen müssen wir hier an dieser Stelle, sagen wir, eine Wettbewerbsanalogie über die Regulierung schaffen.

Aber auch bei der Regulierung gehört es eben dazu, dass sie sich Gedanken darüber macht, welchen Anreizen Netzbetreiber ausgesetzt sind. Da will ich noch mal, was ich ganz am Anfang gesagt habe, darauf zurückkommen. Wenn ich jetzt den Netzbetreibern ein Instrument in die Hand gebe, mit dem sie kostenlos für sie erneuerbare Energien abregeln können, in stärkerem oder weniger starkem Ausmaß, da unterscheiden sich dann die Vorschläge, die auf dem Tisch liegen, ein bisschen sozusagen, wie weit dieser Freiheitsgrad reicht. Aber im Grundsatz gibt es ihn in allen Konzepten. Dann müssen wir uns eben Gedanken darüber machen: Was wird der Netzbetreiber daraus machen? Und dann kommt das rein, was Thorsten Müller gesagt hat. Der hat gesagt, na ja, der Netzbetreiber hat ja gar nichts davon, dass er erneuerbare Energien-Anlagen anschließt. Das heißt, aus diesem Zusammenwirken, wie ist das Interesse des Netzbetreibers und welche Möglichkeiten hat der, könnte eben daraus zum Beispiel ein Anreiz entstehen, dass er diese neuen Anlagen, die ans Netz kommen, über Gebühr abregelt. Das heißt, stärker als es eigentlich aus einer gesellschaftlich-volkswirtschaftlichen Perspektive wünschenswert und notwendig und sinnvoll wäre. Und das sind solche Probleme, über die man sich Gedanken machen muss. Die werden wir aber über die Regulierung adressieren müssen.

#### **Sönke Gähke [00:35:02]**

Vielen Dank. Ich würde gerne jetzt zum letzten Drittel noch auf einen möglichen Lösungsweg eingehen. Ich hatte ursprünglich gedacht, wir schaffen das EWE- und das BET-Konzept, aber ich denke, das BET-Konzept ist das weitergehende.

Aber bevor wir das machen, vielleicht eine Rückfrage an Herrn Müller. Vielleicht mögen Sie das kurz beantworten. Wir haben eine Frage von draußen bekommen, [...] –ich lese es mal genau vor: "Wie kommen Sie zur Annahme, dass das Anwachsen der Redispatch-Kosten, vor allem durch viel mehr künftig installierte PV-Leistung, so gering wäre? Wir sprechen von einem zweistelligen Millionenbetrag. Wenn das so wäre, würden wir uns ja weitgehend nicht mit der Lösung eines Scheinproblems beschäftigen?"

#### **Thorsten Müller [00:35:45]**

Wir müssen zwei Dinge betrachten, wenn wir da gucken. Auf der einen Seite haben wir bei PV ja zwei Segmente, die sehr unterschiedlich funktionieren. Das sind einmal die kleinen Anlagen, die gar nicht im Redispatch erfasst sind, ja, weil sie nicht angesteuert werden von den Netzbetreibern. Die verursachen andere Probleme, gegebenenfalls, ja? Aber das ganze Kleinsegment verursacht keine Redispatch-Kosten.

Und bei dem großen Segment haben wir eine Wirkung aus dem Gesetz anders, die aber zur Minimierung von Redispatch bei Photovoltaik ganz massiv schon einwirkt. Und das ist der Wegfall der Förderung bei negativen Preisen. Das heißt, dort werden die Anlagen gar nicht am Markt platziert und dieser Strom unterfällt dann auch nicht den Redispatch-Mengen. Der Wert ist etwas, was auf einer Studie, einer Abschätzung, die ich kürzlich gelesen habe, basiert. Das ist nicht mein Wert, aber von der Logik leuchtet es mir ein, dass wir ein Problem vor allen Dingen im Bestandsbereich haben, wo wir noch gar nicht auf negative Preise reagieren.

Und das wäre auch eine Frage, nur als Anregung. Ich will überhaupt nicht die Rechtsposition verändern, aber ob es nicht auch Anreizmöglichkeiten für Bestandsanlagen geben sollte, wenn wir über die Minimierung dieser Probleme reden. Es könnte durchaus interessant sein, PV-Anlagenbetreibern heute einen Anreiz zu geben, auf ihre garantierte Netzanschlussleistung



teilweise zu verzichten, weil sie für sie ohnehin nur einen begrenzten Wert hat, dürfte das volkswirtschaftlich auch sehr günstig sein und man würde damit Raum im Netz schaffen. Das wäre ein solcher Ansatz. Aber Christoph, du hast vielleicht noch weitergehende Ideen dazu.

**Christoph Maurer [00:37:35]**

Wenn ich darf, Herr Gäthke. Also, der Punkt, den du gerade angesprochen hast: Wir haben ja heute noch relativ viele Anlagen im System, die nicht oder erst nach einigen Stunden auf negative Preise reagieren. Also Neuanlagen, die angeschlossen werden, bekommen bei negativen Preisen keine Vergütung. Aber wir haben über die Jahre hinweg so Regeln gehabt, mal erst nach sechs Stunden negative Preise, dann waren es vier und dann drei. Und wir haben also sehr unterschiedliche Kohorten, die sehr unterschiedlich schnell auf negative Preise reagieren.

Gleichzeitig muss man sich vergegenwärtigen: Die negativen Preise kosten uns als Steuerzahler oder Förderzahler Geld an dieser Stelle. Sie kosten aber im Grundsatz auch die Anlagen erst mal Geld, weil sie müssen den negativen Preis erst mal mitnehmen. Das machen sie, weil sie hinterher eine Förderung bekommen, die diesen negativen Preis noch mal kompensiert. Aber wenn wir einen Weg fänden, sozusagen an dieser Stelle ihnen vielleicht etwas von diesem negativen Preis zu ersparen und uns etwas von den Förderkosten zu ersparen, gibt es tatsächlich einen Case – da kann man darüber nachdenken –, für Altanlagen einen Wechsel zu ermöglichen in ein Regime, das sowohl den Anlagen als auch dem Steuerzahler am Ende Geld spart. Und das sind vielleicht Ansätze, über die man tatsächlich noch mal nachdenken könnte.

Das zielt jetzt nicht wahnsinnig gezielt auf den Redispatch, aber es gibt schon eine erhebliche Korrelation. Wenn wir sehr viele PV-Einspeisungen haben, ist einerseits der Strompreis mit hoher Wahrscheinlichkeit negativ oder nahe null. Gleichzeitig sind das natürlich auch die Situationen, in denen insbesondere die PV-bedingten Netzengpässe relevant sind. Also an dieser Stelle weitgehend wertlose Einspeisungen aus dem System rauszubekommen, würde auch dem Netz helfen.

**Sönke Gäthke [00:39:08]**

Vielen Dank. So, jetzt will ich aber gerne doch noch mal auf das BET-Konzept kommen, was Herr Müller schon mal angerissen hat. Einer der zentralen Punkte daran, liebe Kollegen, Sie haben, finden den Link auch zu dem Konzept auch bei sich in der Einladung – das, hoffe ich, hilft Ihnen –, ist ja die sogenannte systemdienliche Anschlussleistung, so ein Teil, was konstruiert wird für jede Technik selbst und für verschiedene Armbedingungen. Ich weiß jetzt nicht, Frau Weidlich, können Sie uns kurz skizzieren, was Sie sich da genau gedacht haben, was das in die Zukunft bringt?

**Anke Weidlich [00:39:45]**

Genau, also das ist jetzt nicht mein Konzept. Deswegen würde ich vielleicht das auf einer ganz grundlegenden Art kurz umreißen. Also am Ende geht's ja darum, dass man einen bestimmten Teil des Netzanschlusses garantiert und dann noch ein Teil hat, wo der Anlagenbetreiber durchaus auch Abstriche machen muss bei eben der nicht vollständigen Entschädigung von nicht eingepreisten Strommengen. Und das ist im Grundsatz her natürlich auch der richtige Weg. Das hatte ich vorhin schon gesagt, dass letztlich beide Seiten da irgendwie einbezogen werden und Kosten tragen, sodass auch auf beiden Seiten Anreize bestehen, an der Herausforderung, sagen wir mal, etwas zu tun. Und weil am Ende ist ja dann nur der Netzbetreiber in der Lage, das Problem zu beheben durch mehr Netzausbau. Als Anlagenbetreiber ist man dem ausgesetzt. Aber der Anlagenbetreiber soll natürlich auch eine Kosteninformation haben und somit den Standort, also die Standortauswahl, so wählen, dass sie das Netz berücksichtigt. Also es ist im Prinzip schon nicht verkehrt, dass man auch



Kosten sieht als Anlagenbetreiber oder als Projektierer zukünftiger Anlagen. Das heißt, dass sich die potenziellen Netzanschlüsse, die Verortung jeweils unterscheidet. Also da dieses Preissignal mit zu übergeben, ist gut.

Aber worauf es zentral ankommt, ist, dass die Risiken halt nicht sehr groß werden, weil das dann wieder schlechte Auswirkungen hat auf die Finanzierungskosten. Das heißt, je größer das Risiko, desto größer sind natürlich dann auch die Aufschläge auf die Kapitalverzinsung, die gefordert werden von denen, die das finanzieren, von den Banken. Und weil wir ja von geförderten Anlagen reden aus dem EEG, heißt das, dass letztlich diese Mehrkosten am Ende im EEG landen. Dann ist es eine Umverschiebung. Das muss man also versuchen zu vermeiden. Also das heißt, die Risiken müssen überschaubar bleiben, damit die Finanzierungskosten nicht so stark ansteigen, und gleichzeitig müssen Netzbetreiber eben auch Kosten spüren, wenn sie zu lange eben nicht den Strom aufnehmen können, sodass auch die Netzbetreiber einen Anreiz haben, den Ausbau zu beschleunigen und eben nicht, wie es vorhin gesagt wurde, günstige Abregelungen zu nutzen. Weil sie natürlich, sie sind zwar Monopolisten, aber sie sind ja, dadurch, dass wir eine Anreizregulierung, wettbewerbliche Bedingungen simulieren, ja schon auch Akteure, die auf diese Anreize reagieren.

**Sönke Gähke [00:42:17]**

Sie sagten jetzt gerade eben, das wäre ein Weg zu gehen, die Tür, sag ich mal, aufzustoßen zu einem System, zu einer Regelung, die dann in die Zukunft führt. Aber es wäre nicht Ihre Idee. Was würden Sie dagegen halten?

**Anke Weidlich [00:42:34]**

Na ja, ich meine nur, das BET Konzept habe ich jetzt mir nicht ausgedacht, aber das Grundprinzip finde ich auf jeden Fall sehr gut nachvollziehbar, eben die Lasten zu teilen, sodass alle darauf dann auch reagieren.

**Sönke Gähke [00:42:47]**

Ließe sich– Ja, Herr Müller.

**Thorsten Müller [00:42:51]**

Also auch ich habe das Modell nicht ausgedacht, aber der Ansatz, der dahintersteht, den Anke Weidlich ja auch gerade skizziert hat, der ist ja nicht neu. Also wie kriegt man einen Anreiz hin, dass man systemdienliche Anlagen sieht. Und ich sagte ja eingangs, wir haben diesen Fehlanreiz, möglichst viele Kilowattstunden zu produzieren aus dem EEG und das wäre ein gegenläufiger Anreiz, der entsteht. Man kann die Wirkung dieser Anreize transparent machen.

Wenn man sich Windenergieanlagen in Deutschland anguckt, dann sind die anders konstruiert als Windenergieanlagen in vielen anderen Märkten. Und das liegt eben daran, dass wir diese Anreizstrukturen haben. In Deutschland haben wir bei einer vergleichbaren Rotorfläche einen erheblich leistungsstärkeren Generator in der Regel. Das führt dazu, dass die Anlage insgesamt mehr Kilowattstunden produziert und auch mehr Leistungsspitzen produzieren kann. In anderen Stromsystemen ist die Einspeisung dagegen gleichmäßiger, wenn das Verhältnis von Leistung und Rotorfläche zur Generatorleistung sich verändert, kann die Anlage bei geringeren Windgeschwindigkeiten relativ mehr Strom produzieren. Und das sind so Anreize, die würden uns im Gesamtsystem helfen. Wir würden den Marktwert von Windstrom erhöhen, weil er eher in den Zeiten produziert wird, in denen weniger erneuerbarer Strom zur Verfügung steht. Wir würden die Zeiten, in denen viel erneuerbarer Strom zur Verfügung ist und er vielleicht nichts oder negative



Werte hat, relativieren. Insofern haben wir an der Stelle marktliche positive Effekte und wir würden Netzausbau sparen.

Und diese Anreize zu setzen, das ist wichtig. In dem BET-Modell, entschuldigt mich Kollegin und Kollege, ist es vielleicht ökonomisch etwas komplex gebaut. Der schlichte Jurist hätte einen einfacheren Weg, jedenfalls als Übergangslösung, das zu managen. Aber ich glaube, dass das genau die Richtung ist, in die wir gehen. Wenn man das ganz vereinfacht sagt, der BET-Vorschlag sagt, bei Photovoltaikanlagen nur noch die Hälfte der installierten Modulleistung als Netzanschluss. Wir wollen jedes Jahr 22 GW PV zubauen, dann bräuchten wir nur für elf GW Netze. Also das ist immer die Dimension des Netzausbaus, der dort eingespart wird, finde ich das sehr einleuchtend. Das ist aber die Sicht des schlichten Juristen. Christoph Maurer kann das wahrscheinlich viel differenzierter.

**Sönke Gähke [00:45:12]**

Er hat sich auch schon gemeldet, Herr Maurer.

**Christoph Maurer [00:45:14]**

Ich würde versuchen, noch mal einen Schritt zurückzugehen, um klarzumachen, was sozusagen die Parameter sind, bei denen man mit den verschiedenen Modellen, die da auf dem Tisch liegen, in Anführungszeichen, spielen kann.

Der Redispatch-Vorbehalt sagt ja letztendlich, wenn du eine Anlage in einem Gebiet baust, in dem es viele Netzengpässe gibt, dann musst du damit rechnen, dass du für die Abregelung nicht kompensiert wirst. Die natürliche Reaktion ist darauf, man geht dorthin, wo man weniger Netzengpässe erwartet. Das ist ja zunächst einmal kein unplausibler Mechanismus. Diesen Anreiz will man im Grundsatz haben.

Das Problem beim Redispatch-Vorbehalt, so wie er vorgelegt ist, ist, dass ich überhaupt nicht abschätzen kann, wie stark dieser Effekt ist, der mich trifft an dieser Stelle. Das heißt, es kann mir passieren, dass ich am Ende in eine Region gehe, wo ich trotzdem abgeregelt werde und hinterher sehr viele Einbußen habe. Es kann auch passieren, dass ich überschätze das Risiko und dann sozusagen aus einer Region wegbleibe, wo es eigentlich gar nicht so schlecht gewesen wäre, hinzubauen am Ende. Und daraus resultieren in irgendeiner Form Ineffizienzen und es resultieren Risiken, die die Anlagenbetreiber letztendlich in höheren Geboten in den Ausschreibungen einpreisen werden. Das ist das, was Anke Weidlich eben gesagt hat. Wir reagieren als Anlagenbetreiber oder die Anlagenbetreiber werden als Reaktion auf das Risiko, das man ihnen aufbürdet, einfach mit der Forderung nach höheren Förderbeträgen reagieren. Und das ist natürlich eigentlich nicht das, was wir wollen.

Wir wollen diese Steuerung. Wir wollen nicht in Regionen bauen, wo die Netze bereits vollständig ausgelastet sind, aber wir wollen nicht, dass sie zusätzliche Risikokosten einpreisen, selbst wenn sie am Ende gar nicht betroffen wären an dieser Stelle. Deswegen ist die Frage, die wir letztendlich beantworten müssen in dieser Diskussion: Wie halten wir die Anreize, tatsächlich nicht in bestimmten Regionen zu stark zu bauen, aufrecht und gehen auf der anderen Seite trotzdem einen Weg, der nicht zu sehr erheblichen Risiken führt.

Und der BET-Vorschlag, der hier diskutiert wird, ist einer, der an dieser Stelle versucht, letztendlich das Risiko für die Anlagen zu begrenzen. In Höhe dieser systemdienlichen Anschlussleistung, wenn ich sozusagen, habe ich dieses Risiko nicht, weil darunter werde ich kompensiert, wenn ich abgeregelt werde, wie das heute der Fall ist. Wenn man so will, kann man sagen, der Redispatch-Vorbehalt ist ein Vorschlag einer systemdienlichen Anschlussleistung von null. Das ist am Ende sozusagen dann die Extremposition an dieser Stelle. Also diese Risikobegrenzung ist wichtig.



Gleichzeitig ist aber eben schon auch die Anreizsetzung wichtig, und deswegen hängt da am Ende ganz viel an der Parametrierung, wie hoch diese systemdingliche Anschlussleistung ist zum Beispiel. Das ist einfach noch nicht klar an dieser Stelle, und auch da muss man sich wieder die Frage stellen: Wer bestimmt darüber? Welche Interessen gehen da ein? Welche Rolle haben dabei die Netzbetreiber und so weiter? Das sind alles Fragen, die man beantworten muss.

Im Großen und Ganzen scheint mir aber wichtig, dass wir den Anreiz setzen, das Risiko begrenzen und einen dritten Punkt würde ich gerne noch einbringen: Das Ganze in einer vorhersehbaren Art und Weise. Wenn Sie EE-Anlagenbetreiber sind, geben Sie im Wesentlichen einmal Geld aus. Das ist zu dem Zeitpunkt, wo Sie die Anlage bauen. Klar, Sie haben auch danach noch ein bisschen Wartungskosten und so weiter, aber im Verhältnis zu der Initialinvestition spielt das eine sehr nachgelagerte Rolle. Das heißt, zu dem Zeitpunkt, wo Sie diese Investition tätigen, müssen Sie letztendlich die Informationen darüber haben, welche Risiken Sie damit eingehen. Und deswegen sollten wir tatsächlich für die Anlagen zu dem Zeitpunkt, spätestens, wo die Ausschreibung stattfindet, wo man seine Förderanmeldung einloggt, Klarheit haben, in welchem Ausmaß sie diesem Risiko ausgesetzt sind.

Und ich würde noch einen Schritt weitergehen. Eigentlich brauchen wir es noch ein bisschen vorher. Wir brauchen eine Vorhersehbarkeit, insbesondere bei Windenergieanlagen, weil Windenergieanlagen mehrere Jahre im Voraus schon entwickelt werden müssen, bevor sie überhaupt an dieser Ausschreibung teilnehmen. Und wenn ich heute mir überlege, ob ich irgendwo eine Windenergieanlage anfangen zu entwickeln und nicht absehen kann, ob ich in drei Jahren, wenn ich so weit bin, mit dieser Anlage eine Genehmigung zu haben und in die Ausschreibung zu gehen, dann ein zusätzliches Risiko habe und sehr erheblichen Risiken wie dem Redispatch-Vorbehalt ausgesetzt bin, dann werde ich möglicherweise die Anlage überhaupt nicht entwickeln. Ich werde überhaupt gar nicht die Kosten in Kauf nehmen, die für die Entwicklung entstehen.

Und daraus sehe ich tatsächlich perspektivisch ein erhebliches Risiko auch für die Erreichung der Ausbauziele. Wenn diese Risiken nicht kalkulierbar sind, wird das einfach dazu führen, dass wir sehr viel weniger Projektentwicklung haben. Bei der PV ist das deutlich relaxierter, weil die Zyklen einfach sehr viel kürzer sind. Deswegen würde ich auch immer dafür werben, dass man PV und Wind in diesen Diskussionen unterschiedlich behandelt und sozusagen technologiespezifisch die Regelungen dort festlegt und nicht alles über einen Kamm schert. Aber diese Vorhersehbarkeit, Risikobegrenzung bei gleichzeitiger Erhaltung der Anreize, das muss man berücksichtigen. Und wenn man das im Kopf hat, dann kann man über die verschiedenen Mechanismen diskutieren und sich fragen: „Wie gut erreichen sie das?“

**Sönke Gähke [00:49:48]**

Lassen Sie mich zum Abschluss, weil der Maurer gleich weg will, noch eine kurze Frage stellen an die Runde. Das ist ein sehr komplexer Einstieg in ein neues System mit neuen Anreizregeln und so weiter und so fort. Inwiefern wäre es jetzt sinnvoll eigentlich, [...] das Netzpaket und das EEG voneinander zu teilen und zu sagen: „Wir machen jetzt erst mal das, was die EU sagt, für das EEG fertig und machen das Netzpaket und die Entwicklung eines neuen Systems mit vernünftigen Anreizsystem usw. Später. Wollen Sie vielleicht jeder einmal kurz skizzieren? Frau Weidlich, wie sehen Sie das? Sollte man das machen oder nicht?“

**Anke Weidlich [00:50:30]**

Also wenn das Risiko besteht, dass das EEG dann gar nicht reformiert wird, dann ist es auf jeden Fall ein besserer Weg, dass man sagt, das, was jetzt geklärt werden muss, wird geklärt, damit die Förderung weitergehen kann im Folgejahr. Ich denke, dass es auch umsetzbar wäre, jetzt gleich eine verbesserte Lösung, also den Redispatch überarbeiten, noch zu beschließen, aber das kann ich



jetzt nicht abschätzen, wie die zeitlichen Notwendigkeiten da sind. Aber wichtig ist, dass das EEG geklärt ist, bevor es dann nächstes Jahr ausläuft.

**Sönke Gähke [00:51:06]**

Herr Maurer, wie sehen Sie das?

**Christoph Maurer [00:51:08]**

Ja, man muss sich einfach vergegenwärtigen. Die Beihilfegenehmigung des heutigen EEG läuft aus, und wenn wir keine neue beihilferechtliche Genehmigung haben – das kann Thorsten Müller von den Rechtsfolgen besser erläutern –, aber dann stehen letztendlich Förderungen im Feuer, die dann weiter ausgezahlt werden, und es drohen Rückzahlungen und was weiß ich, wenn das Ex-Post dann nicht genehmigt würde. Deswegen hat es für meine Begriffe, damit wir einen Fadenriss in der gesamten Entwicklung und Risiken vermeiden, eine hohe Priorität, dass wir am Ende des Jahres für das Jahr 2027 ein beihilferechtlich genehmigtes EEG haben.

Es wäre natürlich schön, wir würden die diversen Unsicherheiten rausnehmen. Alleine die Diskussion, die wir jetzt führen, führt schon zu Unsicherheiten. Also wenn wir morgen eine Ausschreibung für erneuerbare Energien veranstalten und nicht ganz wissen, wie diese Diskussion weitergeht, dann führt alleine das schon möglicherweise zu einem Effekt, dass die Akteure höhere Förderungen fordern werden. Deswegen sollten wir diese Diskussion möglichst bald abräumen und tatsächlich den Akteuren Sicherheit über die Rahmenbedingungen geben. Aber wenn wir das kurzfristig nicht können, sollten wir zumindest dafür Sorge tragen, dass wir auch im Jahr 2027 ein genehmigtes EEG haben.

**Sönke Gähke [00:52:12]**

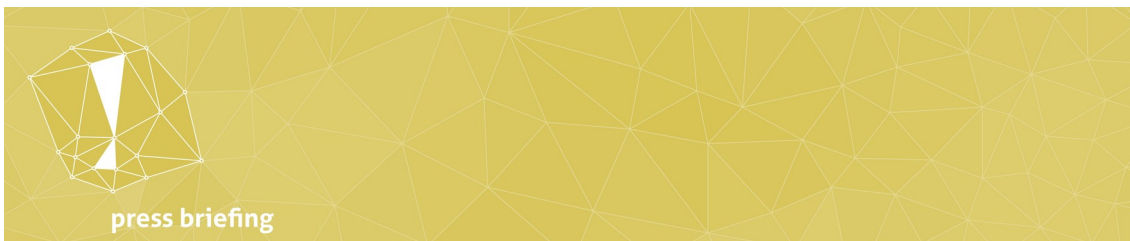
Herr Müller, ist das ein Weg, EEG und Netzpaket trennen, EEG jetzt schnell durchziehen und für das Netzpaket mehr Zeit nehmen?

**Thorsten Müller [00:52:17]**

Ich würde eine etwas andere Trennung vorschlagen, aber in der Sache bin ich bei Anke Weidlich und Christoph Maurer. Es gibt keinen Grund, die Dinge, die auch relativ unstrittig sind, jetzt warten zu lassen und den Fadenriss zu riskieren. Im Netzpaket sind ja auch Dinge, die unstrittig und gut sind. Die muss man also nicht warten lassen.

Aber die Frage des Redispatch-Vorbehalts, die wir diskutieren, geht viel weiter als nur die Frage: Welche Rechte haben erneuerbare Energien oder Netzbetreiber? Dahinter steht eine teilweise Nejustierung der Rollen von Netzbetreibern und Anschlussnehmern, die sich auch an anderen Stellen niederschlägt. Und ich glaube, das ist eine Frage, die wir sehr gründlich diskutieren sollten. Christoph Maurer hat am Anfang deutlich gemacht, wie viele potenzielle Fehlanreize dadurch entstehen. Und das ist eine sehr unvorbereitet geführte Diskussion, die aus meiner Sicht nicht geeignet ist, jetzt über das Knie gebrochen zu werden, ohne dass man viel Nachsteuerungsbedarf auslöst.

Und das, was Anke Weidlich am Anfang mit den 3 Prozent Abregelungsmenge sagte: Das Europarecht kennt andere Werte aus guten Gründen, weil das Unionsrecht sagt, mindestens bis zu 5 Prozent, in Systemen wie in Deutschland mit mehr als 50 Prozent Erneuerbaren, auch deutlich darüber hinaus. Und es geht Effizienzen. Und diese Effizienzen im System, in den Akteursrollen genau zu definieren, bestimmen und dann rechtlich zu übersetzen. Das wäre die Aufgabe des



zweiten Teils des Netzpakets, und dafür brauchen wir eigentlich mehr Zeit, als der aktuelle Zeitplan uns einräumen würde.

**Sönke Gähke [00:53:48]**

Vielen Dank. Liebe Kolleginnen und Kollegen, unsere Zeit ist um. Ich hätte gerne länger diskutiert und tiefer, aber wir haben begrenzte Zeit leider nur. Ich hoffe, Sie fanden die Informationen und Aussagen hilfreich und können Sie für kommende Berichte nutzen.

Mein Dank geht erst mal an unsere drei Expertinnen, Anke Weidlich, Christoph Maurer und Thorsten Müller für ihre Zeit und ihre Ausführungen hier. Das fand ich sehr klasse. Mein Dank gilt auch an meine Kolleginnen und Kollegen, die hier im Hintergrund dafür gesorgt haben, dass die Technik funktioniert, dass ich Ihre Fragen immer rechtzeitig auf das Schildchen hier bekommen habe, auf das Dokument bekommen habe.

Und es bleibt mir noch, Ihnen zu sagen, ein maschinelles Transkript finden Sie unter dem Link in Ihrer Einladung in etwa einer Stunde, wenn die Technik mitmacht, ein redigiertes voraussichtlich am späten Nachmittag [...] Ich wünsche Ihnen alles Gute. Kommen Sie gut durch den Tag. Wir sehen uns. Tschüss.



press briefing

## Ansprechpartner in der Redaktion

### Sönke Gäthke

Redakteur für Energie und Technik

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail [redaktion@sciencemediacenter.de](mailto:redaktion@sciencemediacenter.de)

## Impressum

Die Science Media Center Germany gGmbH (SMC) liefert Journalisten schnellen Zugang zu Stellungnahmen und Bewertungen von Experten aus der Wissenschaft – vor allem dann, wenn neuartige, ambivalente oder umstrittene Erkenntnisse aus der Wissenschaft Schlagzeilen machen oder wissenschaftliches Wissen helfen kann, aktuelle Ereignisse einzuordnen. Die Gründung geht auf eine Initiative der Wissenschafts-Pressekonferenz e.V. zurück und wurde möglich durch eine Förderzusage der Klaus Tschira Stiftung gGmbH.

Nähere Informationen: [www.sciencemediacenter.de](http://www.sciencemediacenter.de)

### Diensteanbieter im Sinne MStV/TMG

Science Media Center Germany gGmbH  
Schloss-Wolfsbrunnenweg 33  
69118 Heidelberg  
Amtsgericht Mannheim  
HRB 335493

### Redaktionssitz

Science Media Center Germany gGmbH  
Rosenstr. 42–44  
50678 Köln

### Vertretungsberechtigter Geschäftsführer

Volker Stollorz

### Verantwortlich für das redaktionelle Angebot (Webmaster) im Sinne des §18 Abs.2 MStV

Volker Stollorz

