



24.04.2026

Transkript

„Kraftwerksstrategie: Welches Back-up soll künftig Solar- und Windenergie ergänzen?“

Expertinnen und Experten auf dem Podium

- ▶ **Dr. Felix Christian Matthes**
Forschungskordinator Energie- und Klimapolitik in der Abteilung Energie und Klimaschutz, Öko-Institut e.V., Berlin
- ▶ **Prof. Dr. Oliver Ruhnau**
Juniorprofessor für Energiemarktdesign, Energiewirtschaftliches Institut, Universität zu Köln
- ▶ **Prof. Dr. Aaron Praktiknjo**
Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH)
- ▶ **Veronika Fritz**
Redakteurin für Energie und Mobilität, Science Media Center Germany und Moderatorin dieser Veranstaltung

Mitschnitt

- ▶ Einen Audio- und Videomitschnitt finden Sie unter:
<https://sciencemediacenter.de/angebote/kraftwerksstrategie-welches-back-up-soll-kuenftig-solar--und-windenergie-ergaenzen-26094>



Transkript

Moderatorin [00:00:00]

Hallo und herzlich willkommen, liebe Journalistinnen und Journalisten, beim Press Briefing des Science Media Centers zum Thema Backup-Kapazitäten. Mein Name ist Veronika Fritz. Ich arbeite als Redakteurin für Energie und Mobilität beim SMC und ich freue mich, dass Felix Matthes, Oliver Ruhnau und Aaron Praktiknjo heute hier sind, um Ihre Fragen zu beantworten. Ich stelle Sie drei gleich noch mal genauer vor. Vorab erst mal ein organisatorischer Hinweis an Sie, liebe Journalistinnen und Journalisten. Stellen Sie Ihre Fragen bitte in den Frage-Antwort-Bereich von Zoom. Wir geben sie dann an die drei Experten weiter. Sie können auch gerne jetzt schon anfangen, Ihre Fragen zu stellen. Dann können wir im Hintergrund schon mal sortieren.

Zuerst aber kurz zum Thema, um das es heute geht. Ein klimaneutrales Stromsystem kann nicht allein auf Wind- und Solaranlagen basieren, die je nach Wetter mal mehr, mal weniger Strom erzeugen. So viel ist klar. Wie genau die Kombination aus wetterabhängiger Erzeugung, Zwischenspeichern, ergänzenden Kraftwerken und zeitlich passender Reduktion von Stromverbrauch aber optimalerweise aussieht, das ist schon schwieriger zu sagen. Ein neuer Referentenentwurf des Wirtschaftsministeriums zeigt, wie die Bundesregierung sich die Ausschreibungen für benötigte Backup-Kapazitäten vorstellt. Noch in diesem Jahr sollen demnach neun Gigawatt neue Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden. Für die Ausschreibung in diesem Jahr soll ein sogenanntes Langzeitkriterium gelten. Die Erzeuger müssen also mindestens zehn Stunden am Stück ihre Leistung liefern können. Weitere zwei Gigawatt neue Stromerzeuger – dann ohne das Langzeitkriterium – sollen 2027 ausgeschrieben werden.

Und dann kommen noch zwei weitere Ausschreibungen dazu, die anders funktionieren sollen. 2027 und 2029 sollen zwei technologieoffene Ausschreibungen stattfinden. Das bedeutet, dass sich dann ganz verschiedene Möglichkeiten bewerben können. Also Kraftwerke – auch schon bestehende Kraftwerke – Batteriespeicher, aber eben auch Stromverbraucher, die in passenden Zeiten ihren Verbrauch runterfahren würden. Das wird dann auch flexible Lasten genannt. Wie groß die Ausschreibungsmengen dieser beiden technologieoffenen Ausschreibungen sind, ist noch unklar. Das soll die Bundesnetzagentur festlegen auf Basis ihrer sogenannten Versorgungssicherheitsberichte.

Der Referentenentwurf zum Stromversorgungssicherheits- und -Kapazitätengesetz, kurz StromVKG, um den es heute geht, der wurde noch nicht von Bundeskabinett und Bundestag verabschiedet. Bis das Gesetz in Kraft tritt, können sich also noch Inhalte ändern. Wir möchten aber heute trotzdem schon mal gerne einen Blick auf den aktuellen Stand werfen und Ihre Fragen dazu klären. Dafür sind drei Forschende heute hier.

Erstens Felix Matthes. Er ist Forschungs koordinator für Energie- und Klimapolitik am Öko-Institut. Er bringt hier die politikwissenschaftliche Perspektive ein und hat außerdem einen guten Überblick, wie die verschiedenen Systeme im Bereich Energie zusammenwirken. Aus Transparenzgründen ist noch wichtig zu sagen, dass er beratend an dem Gesetz beteiligt war, und zwar an Dekarbonisierungsanforderungen der Kapazitäten und an einem Mechanismus zur Abschöpfung von Gewinnen bei hohen Strompreisen, dem sogenannten Clawback-Mechanismus. Er kann sich hier als Wissenschaftler aber trotzdem frei äußern und auch die Dinge kritisieren, die er kritisch sieht.

Dann ist Oliver Ruhnau hier. Er ist Juniorprofessor für Energiemarkt-Design am energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln. Er beschäftigt sich unter anderem mit Kapazitätsmechanismen, also der Frage, wie man Anbieter sinnvoll dafür entschädigen kann, dass sie Leistung vorhalten für den Fall, dass diese Leistung dann gebraucht wird.



Und als Drittes ist Aaron Praktiknjo hier. Er ist Inhaber des Lehrstuhls Energiesystemökonomik an der RWTH Aachen. Er forscht zu dem Thema Versorgungssicherheit und beschäftigt sich mit der Frage, wie viel steuerbare Leistung notwendig ist, um die wetterabhängigen Erneuerbaren zu ergänzen. Also schön, dass Sie drei hier sind. Danke, dass Sie sich die Zeit nehmen. Das wäre jetzt auch direkt meine erste Frage an Sie, Herr Praktiknjo, zum Thema Versorgungssicherheit. Wenn Sie sich den Entwurf anschauen und einen Blick auf die Zahlen werfen, die bisher jetzt schon bekannt sind, wie schätzen Sie da die Größenordnung ein? Inwiefern reicht das aus, um wie geplant aus der Kohle auszusteigen und trotzdem eine hohe Versorgungssicherheit mit Strom zu erhalten?

Aaron Praktiknjo [00:04:25]

Vielen Dank für die Frage. Zum Thema Versorgungssicherheit und der Notwendigkeit gesicherter Leistungen haben wir tatsächlich vor wenigen Tagen eine eigene Kurzstudie vorgelegt und zentrales Ergebnis unserer Kurzstudie ist beim Kohleausstiegspfad bis 2038: Da liegt der Bedarf an gesicherter Leistung ungefähr in einer Größenordnung von zwanzig Gigawatt, die auch mal in früheren Diskussionen vertreten waren. Damit lässt sich dieses angestrebte Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland... Sagen wir, [...] wir sind versorgungssicher, wenn die zu erwartenden durchschnittlichen Unterdeckungsdauern pro Jahr nicht größer sind als 2,77 Stunden.

Moderatorin [00:05:15]

Unterdeckung bedeutet, dass weniger Strom erzeugt wird, als verbraucht wird?

Aaron Praktiknjo [00:05:18]

Als verbraucht werden möchte, sagen wir es so. Das heißt, wenn ich weniger erzeuge, als ich eigentlich verbrauchen möchte, dann zähle ich da die Dauern. [...] Wir haben auch schon was über die Wetterabhängigkeit gehört. [...] Weil wir unterschiedliche Wetterjahre haben können: schlechtes Wetter, gutes Wetter für die Erzeugung von erneuerbaren Strom. Deswegen haben wir da eine ganz große Bandbreite, die da möglich ist. Und wenn der Erwartungswert unter 2,77 Stunden liegt, dann sagt man: Zack, das ist versorgungssicher bei uns. Und genau hier setzt dieser Gesetzesentwurf an. Die Kapazitäten, also insgesamt elf Gigawatt neue steuerbare Leistung und 2027 und 2029 diese offenen Ausschreibung gehen tatsächlich auch in diese Richtung. Und ich denke, das ist auch gut, dass diese offenen Ausschreibungen da sind. Unsere Ergebnisse haben auch gezeigt, dass diese zwanzig Gigawatt nicht nur steuerbare Gaskraftwerke sein müssen, sondern tatsächlich auch Speicher und Lasten zum Teil auch beitragen können.

Also deswegen in diesen Größenordnungen deckt sich das grundsätzlich mit unseren Ergebnissen. Entscheidend ist, dass diese Kapazitäten dann tatsächlich auch bis 2031 realisiert werden und dann am Ende dieser Mechanismus sicherstellen muss, dass bei Bedarf nachgesteuert werden kann. Wir hatten auch mal diskutiert einen Kohleausstieg bis 2030. Das haben wir in unserer Studie auch angeschaut. Es [wäre] tatsächlich aus Versorgungssicherheitsperspektive sehr viel anspruchsvoller gewesen. Das heißt, vielleicht hat man sich einfach zu viel Zeit gelassen, aber mit der verbleibenden Zeit, die wir jetzt haben, ist ein Kohleausstieg 2030 nicht mehr realistisch aus Versorgungssicherheitsperspektive. In diesem Fall würde der Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung spürbar ansteigen.



Moderatorin [00:07:23]

Okay, danke erst mal für die kurze Einschätzung. Herr Ruhnau, an Sie habe ich noch mal die grundsätzlichere Frage: Eigentlich könnte man meinen, dass es sich auch ohne Förderung lohnt, ausreichend Kraftwerke oder auch Batterien zu bauen, die immer dann Strom liefern, wenn gerade wenig aus Sonne- und Windstrom kommt, denn dann sind auch die Preise an den Börsen besonders hoch und man könnte besonders viel verdienen. Warum funktioniert das nicht und man braucht finanzielle Anreize dafür?

Oliver Ruhnau [00:07:49]

Vielen Dank für die Einladung und für das Interesse. In der Theorie würde das sehr gut funktionieren, wie Sie das beschrieben haben. Da würde man annehmen, dass die Strompreise in Knappheitszeiten halt genauso hoch sein müssen, dass es sich grade lohnt, dass diese Kapazitäten, die man braucht, investiert werden oder dass eben die Lasten entsprechend reduziert werden. Man schafft in der Theorie dadurch auch eine super, ökonomisch effiziente Abwägung zwischen den verschiedenen Optionen: Kraftwerken, Speicher, flexible Lasten, die eben schon genannt wurden. Nun ist aber in der Praxis so, wenn man die Theoriewelt verlässt, dass die Unsicherheit, die Herr Praktiknjo eben auch schon erwähnt hat, da eine sehr große Rolle spielt. Man muss die Investitionsentscheidung mehrere Jahre bevor man überhaupt in Betrieb geht treffen. Und dann läuft dieser Betrieb über viele Jahre. Das heißt, man muss sich eine Erwartung bilden über zukünftige Strompreise.

Das ist schwierig und sobald es kleinere Abweichungen gibt von dieser Erwartung – also [es ist] zum Beispiel doch mehr Last da oder doch weniger Last: Dann kann das große Auswirkungen haben auf die Preise, weshalb es erstmal eine große Unsicherheit gibt. Und dann ist es in der Praxis schwierig, diese Unsicherheit über den Markt zu hedgen, zu versichern. Also es gibt Langfristmärkte im Stromhandel, die die Aufgabe haben, langfristig Angebot und Nachfrage zu koordinieren, aber die sind nicht sehr liquide über ein, zwei Jahre hinaus in die Zukunft. Also [sie] decken bei weitem nicht den Investitionszeitraum ab, [die] Lebensdauer von den Anlagen, in die investiert werden muss.

Und zu dem kommt das politische Risiko, dass hohe Strompreise, die notwendig sind, um Investitionen zu refinanzieren, politisch möglicherweise dann nicht zugelassen werden in der Zukunft. Also auch hier geht es wieder um Erwartungen, Vertrauen. Können Investoren darauf vertrauen, dass notwendige Knappheitspreise auch zugelassen werden. Und da es gerade jetzt in den letzten Jahren mit der Energiekrise, wo es eben Clawbacks gab, wo es über Übergewinnsteuer, wo es Zurückforderungen gab, von Gewinnen von Stromversorgern. Aber auch Preisspitzen nach der Energiekrise, wo dann sehr viel Aufmerksamkeit da war, ob diese Preisspitzen gerechtfertigt sind: Das lässt dann daran zweifeln, dass der reine Energiemarkt ausreichend ist für Investitionsanreize. Und deshalb ist jetzt viel in der Wissenschaft – auch nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Ländern – führt ein Trend dahin, Kapazitätsmechanismen einzuführen, um diese Unsicherheiten von staatlicher Seite aus abzusichern.

Moderatorin [00:10:44]

Herr Matthes, jetzt würde ich gerne einmal ganz konkret werden. Noch in diesem Jahr sollen die ersten Ausschreibungen für Backups stattfinden. Wie kann man sich das genau vorstellen? Was bieten die Unternehmen in diesen Ausschreibungen an und wie wird dann entschieden, wer den Zuschlag bekommt und bauen darf?



Felix Christian Matthes [00:11:01]

Bevor ich das konkret beantworte, würde ich gerne schon noch mal das größere Bild zeichnen. Das ist für die Einordnung dessen, was im Moment auf dem Tisch liegt, wichtig. Das Erste ist: Wir laufen in ein neues Energiesystem rein. Und alle Studien, die da gemacht worden sind, zeigen: Wenn die Kohle raus ist – und auch wenn wir ganz viele Batterien und Nachfrageflexibilität einbauen in das zukünftige System – werden wir etwas [in der] Größenordnung sechzig Gigawatt Gaskraftwerke längerfristig brauchen. Wir haben heute ungefähr 30, und die Frage ist, wie kann dieser Aufbau von Kapazitäten passieren? Diese Diskussion – das hat der Herr Ruhnau gesagt – die ist nicht ganz neu. Die ist sehr umstritten. Die Älteren von Ihnen erinnern sich an die Diskussion, die wir um das Jahr 2012 schon mal hatten. Da hatten wir auch schon mal eine Kapazitätsmarktdiskussion, weil die Situation so ist, wie Herr Ruhnau das gesagt hat. Und wenn man das mal ein bisschen flapsig auf den Punkt bringen will, dann muss man vier Fragen beantworten.

Die erste Frage ist: Glauben Sie, dass es am Strommarkt sehr hohe Preise geben kann? Klare Antwort: Ja. Haben wir auch schon gesehen. Zweite Frage: Glauben Sie, dass es am Strommarkt sehr hohe Strompreise, [also] Preisspitzen geben kann über längere Zeiträume, sodass es halbwegs berechenbar ist? Frage Nummer drei: Glauben Sie, dass in einer Situation, wo es sehr hohe Preisspitzen am Strommarkt gibt und das über längere Zeit passiert, der Regulierer der Versuchung widerstehen wird, einzugreifen? Klare Antwort: Nein, haben wir ja gerade auch wieder – Stichwort Tankrabbat und sowas.

Und dann ist die entscheidende Frage Nummer vier: Würden Sie unter Beachtung Ihrer Antworten auf die Fragen eins bis drei eine größere Investition tätigen? Klare Antwort: Nein. Deswegen brauchen wir solche Kapazitätsmechanismen und deswegen – das ist wichtig für die Diskussion um das Gesetz jetzt – deswegen ist dieses Gesetz nicht das Ende der Geschichte. Sondern, das ist der Vorläufer für ein größeres Kapazitätsmarktinstrument, was verabredet ist. Was im Jahr 2027 in ein Gesetz gegossen werden soll und dann ab dem Jahr 2032 gelten soll. Weil ein solcher Kapazitätsmarkt aber sehr unterschiedliche Dinge berücksichtigen muss – wie Gaskraftwerke, wie Batterien, wie Nachfrageflexibilität, [...] also man muss Äpfel mit Birnen vergleichbar machen – ist der methodische Aufwand, um solche Optionen miteinander in einen Wettbewerb zu schicken – das ist ein Kapazitätsmarkt – der ist sehr groß.

Und deswegen hat man sich entschieden, auf dem Zulauf auf den großen Kapazitätsmarkt – den wir nächstes Jahr diskutieren und Anfang der Dreißigerjahre wirksam werden [wird] – so eine Art kleinen Kapazitätsmarkt, so eine Art Vorläufer zu machen und das ist dieses StromVKG, was wir im Moment auf der Tagesordnung haben. Was wichtig ist: Es ist der Vorläufer für ein sehr viel größeres und umfassenderes Instrument.

Wie wird das praktisch ablaufen? Praktisch haben wir – das ist dann vornehmer formuliert im Gesetz – drei Segmente: Langzeitkapazitäten zweimal 4,5 – und jetzt kommt es auf die Worte an – reduzierte Kapazität. Das ist sogenannte de-rated capacity. Da sage ich gleich noch was dazu. Zweimal 4,5 Gigawatt. Das sind wahrscheinlich so zehn Gigawatt Kraftwerke, die aber mit hinreichender Sicherheit nur neun Gigawatt Kapazität in der Spitzenlastsituation zur Verfügung stellen können. Da gibt es harte Anforderungen an zeitliche Erbringung und dann gibt es noch mal zwei Gigawatt Erzeugungskapazitäten, für die diese harten Anforderungen nicht gelten. In beiden Segmenten, also den zweimal 4,5 plus zwei, werden fünfzehn Jahresverträge abgeschlossen. Das heißt, man bewirbt sich auf einen Vertrag, indem man über fünfzehn Jahre jedes Jahr eine Kapazitätsprämie kommt.

Und dann gibt es dieses dritte Segment, das sind die sogenannten Kapazitäten, wo die Termine schon stehen, aber die Mengen noch nicht da sind. Da kann man sich auf Verträge bewerben über ein Jahr, über sieben Jahre und über fünfzehn Jahre. Also das heißt, Nachricht Nummer eins: Wir reden über Produkte – wir nennen das im Fachjargon Produkte – wo man über unterschiedliche Zeiträume eine Kapazitätszahlung pro Jahr kriegen kann und die wird im Wettbewerb vergeben.



So, wie passiert das dann konkret? Man muss sich bewerben in der Ausschreibung und das Produkt, was versteigert wird, ist nicht Kraftwerkskapazität, wie sie auf dem Typenschild steht, sondern ist sogenannte reduzierte Kraftwerkskapazität. Das ist de-rated capacity. Das ist die Kapazität, die unter Wahrscheinlichkeitsbedingungen wahrscheinlich in einem Kraftwerk zur Verfügung steht, wenn die Versorgungssicherheitssituation kritisch ist. Man bewirbt sich also um diese de-rated Capacity. Und diese de-rated capacity, die ist unterschiedlich, wenn man sich mit einer Batterie oder mit einem Kraftwerk bewirbt. Da gibt es ein Anhang in dem Gesetz, wo diese Faktoren drinstehen. Dann gibt es ein paar Präqualifikationsanforderungen und Anforderungen, wie lange das bereitgestellt werden muss, weil man eben im Zweifel sehr unterschiedliche Dinge vergleichbar machen muss. Dann [werden] bei der Bundesnetzagentur die Angebote eingesammelt und die werden dann je nach ihrer Größenordnung hintereinandergeschrieben.

Dann wird geguckt, welche Kraftwerke sind im Süden, da gibt es dann so einen kleinen Bonus. Das heißt, die Position der Gebote wird sich noch mal verändern können. Und wenn die entsprechend ausgeschriebenen de-rated capacities erreicht werden, wird der Sack zugemacht und man bekommt einen Vertrag, wo man einerseits diese jährliche Kapazitätzahlung kriegt, andererseits muss man eine Leistung, muss man Sicherheitsleistung erbringen. Man muss auch eine sogenannte reliability option ausgeben, das heißt, wenn der Strompreis am Markt einen bestimmten Wert überschreitet, dann muss man ein Stückchen Geld zurückzahlen, weil man eine risikoarme Kapazitätzahlung bekommen hat. Das ist der sogenannte Claw-Back-Mechanismus und dann muss man Verfügbarkeiten nachweisen, man kann das alles übertragen und so weiter.

Es ist also im Prinzip ein relativ einfaches Verfahren, was dadurch kompliziert wird, dass man eben Speicher und Nachfrageflexibilität und Kraftwerke miteinander in den Wettbewerb bringen muss. Und deswegen hat man in diesem kleinen Kapazitätsmarkt – also in diesem StromVKG – jetzt ein paar vereinfachende Regeln geschaffen, damit man jetzt mal schnell zur Ausschreibung kommt. Weil das ist methodisch extrem aufwendiges Zeug. Wenn Sie mal Lust haben, welche Blüten das treiben kann, dann googeln Sie mal nach dem Kapazitätsmarkt im britischen System und versuchen Sie mal, Regelungen zu verstehen, nach welchen Methoden man den Versorgungssicherheitsbeitrag von Batterien ermitteln kann. Das ist aufwendigstes Zeug, und mit diesem StromVKG versucht man, in einem vereinfachten Verfahren den ersten Schritt in Richtung eines dann ganz wunderschönen umfassenden Kapazitätsmarktes zu machen.

Moderatorin [00:18:52]

Dankeschön. Genau, da waren jetzt viele Aspekte drin. Ich hab da noch mal eine Nachfrage zu einem Punkt, den Sie gemacht haben, an Herrn Ruhнау. Sie haben gerade schon gesagt, dass es das Komplizierte ist, verschiedene Technologien miteinander vergleichen zu können und dass das über die reduzierten Kapazitäten gemacht wird, die Reduktionsfaktoren. Herr Ruhнау, vielleicht könnten Sie da noch einmal genau erklären, was diese Reduktionsfaktoren genau sind und welche Ansätze es da gibt, die zu berechnen.

Oliver Ruhнау [00:19:19]

Kann ich gerne machen. Also, wir haben das tatsächlich Ende letzten Jahres angeschaut und Anfang diesen Jahres publiziert. [Wir haben] uns dann mal UK, aber auch Belgien als Beispiel angeschaut, wie es denn da gemacht wird. Und dann [haben wir] noch mal versucht, abstrakter zu beschreiben, wozu das Ganze und was [es] für unterschiedliche Möglichkeiten gibt, so de-rating-Faktoren zu bestimmen. Mit [denen] dann die installierte Leistung in reduzierte Leistung – wie es jetzt im deutschen Gesetz heißt – umgerechnet [werden]. Und das Ziel ist genau das, was Felix Matthes beschrieben hat: Äpfel und Birnen irgendwie vergleichbar zu machen. Ein Kraftwerk ist nicht gleich eine Batterie, und für die Versorgungssicherheit ist dann entscheidend: Wie groß ist der Beitrag, den unterschiedliche Technologien zur Versorgungssicherheit leisten?



Und wir haben das immer gesagt, das ist im Prinzip der Vergleich mit einer perfekten Technologie, die perfekt verfügbar ist über alle Versorgungssicherheitssituationen oder über alle Knappheitssituationen hinweg. Und dann [kann] man zum Beispiel Batterien dagegen vergleichen und sagen: „Wie viel kann denn diese Batterie beitragen in diesen Knappheitssituationen?“ Gegeben, dass sie eben – anders als dieses hypothetische perfekte Kraftwerk – eine begrenzte Kapazität in Energy Terms, also in der Energie, in dem Speichervolumen [...] zur Verfügung [hat]. Und da kann eine zwei-Stunden-Batterie eben zwei Stunden Leistung erbringen [und] ist danach leer. Und wenn die Knappheitssituation vier Stunden lang ist, dann ist der Beitrag eben nur 50 Prozent an dieser Stelle. [...] Das haben wir mal beispielhaft ausgerechnet – mit ein paar deutschen Zahlen, aber bei weitem nicht so kompliziert, wie das am Ende sein muss, um auch so einen effizienten Kapazitätsmechanismus zu führen.

Dann findet man, dass tatsächlich vor allem dieser Faktor, wie viel Batterien beitragen können, auch davon abhängt, wie viel Batterien schon im System sind. Also am Ende geht es um die Dunkelflaute – wie sie häufig bezeichnet wird – um einen längeren Zeitraum, über den Wind und Sonne sehr wenig zur Verfügung steht. Und dann ist es so, dass am Anfang die Batterien auch in der Dunkelflaute einen großen Beitrag leisten können, indem sie die Spitze des Verbrauchs kappen. Indem sie es einfach gleichmäßiger machen und diese dann gleichmäßigere Last kann von Kraftwerken gedeckt werden. Aber je mehr Batterien ins System kommen, desto mehr wird diese Spitze – da sagen wir auf Englisch peak shading – wird diese Spitze abgeschnitten, wird dann breiter und die dann zusätzlich ins System kommende Batterie hat weniger Beitrag.

Und das ist vielleicht nur ein Beispiel, um zu illustrieren, warum es dann so kompliziert wird, wie Felix Matthes schon angedeutet hat. Man muss nämlich eine Erwartung bilden, wie viel Batterien eigentlich im System sein werden zukünftig, um dann eine Aussage treffen zu können, wie viel weitere Batterien zur Versorgungssicherheit beitragen können. Wenn man das dann einmal gemacht hat – Dinge miteinander vergleichbar gemacht hat – dann hat man eben Äpfel und Äpfel. Also die gesicherte Leistung oder die reduzierte Leistung, die dann vergleichbar misst, wie viel zur Versorgungssicherheit beigetragen werden kann. Damit können Gebote miteinander vergleichbar gemacht werden und dann [kann] der Preis pro reduzierter Leistung, pro gesicherter Leistung miteinander verglichen werden, um dann da wirklich die günstigsten Optionen vor dem Hintergrund ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit auszuwählen. Und zwar so lange, bis man insgesamt genügend Kapazitäten hat, um das Versorgungssicherheitsproblem zu adressieren.

Moderatorin [00:22:49]

Vielen Dank. Herr Praktiknjo, Sie wollten dazu noch ergänzen und vielleicht dazu noch die ergänzende Frage: Das Langzeitkriterium [...] führt wahrscheinlich dazu, dass hauptsächlich Gaskraftwerke da eine Chance haben, was auch zu Kritik geführt hat. Da stellt sich die Frage –weil der Batterieausbau bisher alle Erwartungen übertroffen hat – ob man nicht auch komplett mit Batterien die nötigen Kapazitäten abdecken könnte. Vielleicht können Sie die Frage in Ihre Ergänzung noch mit aufnehmen.

Aaron Praktiknjo [00:23:17]

Genau. Kurz zu diesen de-rating-Factors. Ich glaube, wir haben damals von gesicherter Leistung gesprochen. Und diese de-rating-Factors, die dienen dazu, jetzt, wo wir mehr volatile Erzeugung haben, [probabilistisch] zu sagen: Was ist denn der Versorgungssicherheitsbeitrag, wenn ich eine gewisse Technologie hinzunehme?

Ich erkläre das so ein bisschen wie beim Kniffeln. Wenn ich jetzt ein zusätzlichen Würfel dazunehme: Welchen Beitrag kann ich erwarten, dass so ein zusätzlicher Würfel liefert, wenn ich den in mein Kniffelspiel mit reinnehme? Bei einem Würfel von eins bis sechs wäre das irgendwie



3,5. Das wäre der Erwartungsbeitrag. Aber beim de-rating-Factor will man sehen: Okay, was passiert denn, wenn viele andere Würfel schlecht ausfallen. Kann mein einer Würfel das wieder gut machen? Worauf ich hinaus möchte ist, dass auch Erneuerbare tatsächlich einen Beitrag zu dieser gesicherten Leistung haben. Also auch Windenergie. Es gibt die Dunkelflauten, es gibt die Windflauten. Aber – vor allem wenn man das nicht nur geographisch begrenzt betrachtet, sondern vielleicht sogar über Europa hinweg, aber auch allein über Deutschland – sieht man, dass auch die Windenergie einen Beitrag zur gesicherten Leistung liefert. Wir haben so viel Kapazität installiert. Das heißt, irgendwo weht immer ein leichtes Lüftchen, dass auch da ein Beitrag zur Versorgungssicherheit zu erwarten ist von den Erneuerbaren. Also, das ist eine unserer Erkenntnisse gewesen in einer Studie, die wir damals tatsächlich auch für die [Übertragungsnetzbetreiber] gemacht haben.

Es wäre zu einfach, anzunehmen, dass Erneuerbare einen Beitrag von Null haben zur Versorgungssicherheit. Gerade wenn man die poolt, wenn man sich die zusammen anschaut: Die haben einen doch sehr deutlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Irgendwie zwischen fünf und sieben Prozent, würde ich jetzt sagen. Selbst da, wo wir die Spitzenlasten haben und sehr windstille Zeiten: Über das ganze Portfolio, haben wir da fünf bis sieben Prozent an Leistung, die auch die Erneuerbaren hinzufügen.

Zu der Frage zu den zehn Stunden: Ganz klar, ich würde das auch so sehen. Das ist vor allem drin, um sicherzustellen, dass diese Dunkelflauten halt auch abgedeckt werden können, diese Situationen. Wir haben das mal quantitativ ausgewertet und haben uns unterschiedliche Wetterausprägungen angeschaut, aus 30 Jahren. Und [wir] sehen da, dass wir ungefähr in zehn Fällen über diese 30 Jahre diese Dunkelflauten sehen. Also Zeiten, wo dann zusätzliche Kapazität einspringen muss, die über einen Zeitraum von zehn Stunden oder länger Leistung bereitstellen muss. Also zehn mal in 30 Jahren. Vielleicht alle drei Jahre kommt das mal vor. Und für diese Situation kann man jetzt natürlich Gaskraftwerke bauen, um ... Also werden Batterien wahrscheinlich nicht viel beitragen zu der Versorgungssicherheit, weil die dann halt nach ein paar Stunden schon leer sind. Und bei zehn Stunden müsste man dann wahrscheinlich tatsächlich Richtung Gaskraftwerk gehen.

Moderatorin [00:27:22]

Herr Matthes.

Felix Christian Matthes [00:27:23]

Die Erklärungen zeigen schon das Dilemma, in dem man bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten oder jetzt beim StromVKG ist. Also es ist völlig klar: Auch die erneuerbaren Energien Wind und Sonne bringen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die spannende Frage ist: An welcher Stelle wird das berücksichtigt? Im Fachjargon nennen wir das residuale Spitzenlast. Auf welche Versorgungssicherheit wird das System ausgelegt und berücksichtigt man dabei den Versorgungssicherheitsbeitrag von erneuerbaren Energien, aber meinetwegen auch von Nachfrageflexibilität? Berücksichtigt man das dabei schon? Wenn man das tut, dann dürfen diese Optionen im Kapazitätsmarkt nicht teilnehmen, weil sonst ist man in einer Doppelzählung. Wenn man sagt, die sollen im Kapazitätsmarkt teilnehmen, dann muss man das System anders bemessen.

Und das ist das Politische, das ist ein Kommunikationsproblem, dass man an unterschiedlichen Stellen in solchen Mechanismen unterschiedliche Optionen berücksichtigt. Und das macht die Lobbysschlacht, die uns jetzt bevorsteht, so ungeheuer schwierig. Weil die Parametrisierung des Gesamtsystems eine Reihe dieser Optionen in Betracht ziehen wird und die sind dann automatisch von der Teilnahme an einem solchen Markt ausgeschlossen. Müssen sie sein, weil sonst kommen



wir in den Bereich von Doppelzählungen und wenn man Doppelzählungen hat, hat man keine Versorgungssicherheit am Ende des Tages.

Und die einfache Option sind einfach Kraftwerke, die schaltet man an oder aus. In dem Moment, wo es aber um Nachfrageflexibilität und Speicher [geht] – das hat Herr Ruhnau schon gesagt – da geht es erstens darum... Und wenn Sie sich den Anhang 4 zu dem Gesetz mal angucken, dann sehen Sie da schon die Komplexität: Dass nämlich dieser de-rating-Faktor oder dieser Reduzierungsfaktor einer Batterie nicht nur davon abhängt, wie viel Batterien überhaupt im System sind – das kann man immer nur zu einem Zeitpunkt feststellen – sondern auch [davon], wie viele Stunden diese Anlagen beitragen können. Da sehen Sie dann zum Beispiel bei Batterien zwölf verschiedene de-rating-Faktoren, je nachdem, wie viel Stunden da erbracht werden sollen. Und Sie sehen, bei den ersten zehn Stunden hat man da schon mal eine Null reingeschrieben für die jetzige Phase, um das System einigermaßen übersichtlich zu halten. Und das ist so ein bisschen die Grundproblematik, dass man jetzt mit diesem kleinen, schnellen Kapazitätsmarkt, wegen der Schnelligkeit bestimmte Dinge einfach mal ausschließt, die nachher auch eine Rolle spielen können und mit denen man diese Komplexität ein bisschen reduzieren kann, die so ein ganzes System hat.

Moderatorin [00:30:25]

Dankeschön. Zum Thema Vergleich von Technologien gab es die Nachfrage, ob es im Rahmen der Ausschreibungen auch Vorgaben für Systemdienlichkeit der Kapazitäten gibt. Also wird auch mit einbezogen, ob die Kapazitäten gut zur Frequenzschaffung und -haltung beitragen können, zur Momentanreserve, Blindleistungsreserve, oder ob die Kapazitäten schwarzstartfähig sind – also quasi ohne äußeres Stromnetz wieder ein Stromnetz aufbauen können.

Felix Christian Matthes [00:30:55]

Klare Antwort: Ja. Bei Anlagen, also Kraftwerken, die größer als zehn Megawatt sind, die haben eine Verpflichtung zur Erbringung von Momentanreserve, also für die Detailinteressierten von Ihnen, das ist Paragraph 16 des StromVKG. Also, es gibt für größere Kraftwerke diese Auflagen, für kleinere gibt es die nicht. Das ist also schon mal so ein kleiner Vorteil für kleinere Anlagen, die eben diese Systemdienstleistungen nicht erbringen müssen. Aber am Ende des Tages wird man diese Systemdienstleistungen auch brauchen, dass sie zumindest erbracht werden können. Aktiviert werden diese Systemdienstleistungen über separate Systemdienstleistungsmärkte, die wir auch heute schon haben.

Moderatorin [00:31:48]

Herr Praktiknjo, eine Frage noch an Sie. Die Größenordnung der Ausschreibungen für 2027 und 2029 ist noch unklar und soll auf Basis der Versorgungssicherheitsberichte der Bundesnetzagentur berechnet werden. Inwiefern ist dieses Vorgehen sinnvoll?

Aaron Praktiknjo [00:32:05]

Ich denke, man schafft sich damit ein bisschen Luft, was ganz gut ist. Das heißt, man möchte sich an dem Bedarf orientieren, um diese 2,77 Stunden pro Jahr Erwartungswert dann zu erreichen. Das ist ganz gut soweit. Was ich interessant finde, ist die Methodik, um zu berechnen, wie viel Kapazität es jetzt braucht. Da gibt es eigentlich einen europäischen Rahmen, von der ERA, von dem Verbund der europäischen Regulierungsbehörden. Die gibt so einen Methodikrahmen vor, um zu sagen: Passt das jetzt oder passt das jetzt nicht in der Versorgungssicherheit von diesen Mitgliedsländern. Interessanterweise sind die Auslegungsmöglichkeiten für diese Methodiken so breit, dass man da



mit einer sehr beliebigen Zahl rauskommen könnte, wenn man das wollte. Letztendlich sind diese 2,77 Stunden ein Ergebnis von einem Kosten-Nutzen-Verhältnis. Man schaut sich quasi an, was ist der Nutzen, wenn wir Versorgungssicherheit verbessern? Der Nutzen ist, dass wir weniger Versorgungsunterbrechungen erwarten können. Und da werden dann die Kosten der Volkswirtschaft mit reingenommen, um zu vergleichen: „Okay, die Kosten der Volkswirtschaft für eine Stunde Versorgungsunterbrechung oder Unterdeckung ist so und so hoch.“ Und dann vergleicht man damit die Kosten, die man hätte, wenn man jetzt zusätzliche Kapazität, in unserem Fall hier Gaskraftwerke beispielsweise oder Batterien, ins System mit einbringen würde. Und dieser volkswirtschaftliche Kostenanteil, der ist total unterschiedlich.

Also die Niederländer, die sagen beispielsweise, das sind 80 Euro pro Kilowattstunde, die da an volkswirtschaftlichen Kosten entstehen, wenn wir den Strom nicht verbrauchen können, wenn wir ihn eigentlich verbrauchen wollen. Wir Deutschen, wir sagen, das sind ungefähr 12 Euro pro Kilowattstunde. Und nun würde ich so weit gehen, zu sagen, dass die deutsche Volkswirtschaft und die niederländische Volkswirtschaft vielleicht nicht so weit auseinander sind, dass da ein Faktor fünf bis sieben irgendwie dazwischen stehen könnte. Dementsprechend sind dann halt auch die Ergebnisse unterschiedlich. Dass dann in den Niederlanden sehr viel eher die Alarmglocken angehen: „Oh, wir müssen jetzt hier schnell was für die Versorgungssicherheit tun“, und in Deutschland sehr viel später. Aber dennoch: Auch wenn wir in Deutschland die tendenziell niedrigeren Zahlen haben in Europa – wo die Alarmglocken dann später erst angehen, kommen da die Ergebnisse raus, dass wir tatsächlich was für die Versorgungssicherheit tun, dass wir da diese zusätzlichen Leistungen brauchen, wenn wir an den Kohleausstiegsplänen auch festhalten wie bisher.

Felix Christian Matthes [00:35:25]

Darf ich noch mal kurz ergänzen, auf Ihre konkrete Frage. Weil das ist wieder diese Abfolge der Instrumente. Also warum stehen im Gesetz jetzt für die Langzeitkapazitäten und die anderen Zweige, warum stehen da Zahlen drin? Und für diese dritte Gruppe, warum steht da keine Zahl drin? Das ist ganz einfach: Weil wir 2027 das Gesetz über den umfassenden Kapazitätsmarkt verabschieden werden. Der soll ab 2032 wirken. Das heißt: Die Ausschreibungen, die in den Jahren Ende 2027 und Ende 2029 kommen, die hängen davon ab, wie dieser Kapazitätsmarkt ausgestaltet wird, der dann ab 2032 wirken soll. Das heißt, man kann die Frage, wie viel Gigawatt in dieser dritten Gruppe der Ausschreibung – [die am] 01.10.2027 und am 01.10.2029 erfolgen sollen – die kann man nur im Kontext der Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts beantworten und das werden wir erst im nächsten Jahr wissen. Und deswegen kann man da im Moment keine Zahl reinschreiben. Das ist, glaube ich, ein wichtiger Punkt.

Und Herr Praktiknjo hat schon darauf hingewiesen: Es [sind] methodisch alles extrem aufwendige Geschichten. Wir haben im Bereich der Monitoring-Kommission mal die Ergebnisse dieses europäischen Versorgungssicherheitsmonitorings und des deutschen Versorgungssicherheitsmonitorings sozusagen nebeneinandergestellt und da kommt übereinstimmend raus: Wir haben ein Problem bei der Versorgungssicherheit, aber die Größenordnung, die ist durchaus sehr unterschiedlich, und zwar je nachdem, mit welcher Methode man sich der ganzen Sache widmet.

Und das heißt, wir werden lernen müssen. Und deswegen ist so ein schneller, kleiner Kapazitätsmarkt, wie wir das jetzt mit dem StromVKG haben, auch ein wichtiger, richtiger Schritt. Auch was man im Detail immer kritisieren möchte, aber wir werden da lernen müssen. Und alle Kapazitätsmärkte – und da gibt es viele auf der Welt – sind ein langer Lernprozess, weil es eben nicht so ganz einfach ist – wenn man sagt, Versorgungssicherheit ist ein hohes Gut für uns. Wir haben andere Sektoren, wo wir die Frage der Versorgungssicherheit anders beantworten. Also im Telefonnetz geht keiner davon aus, dass man zu Silvester um Null Uhr, eine SMS verschicken kann.



press briefing

Da akzeptieren wir, dass Versorgungssicherheit eingeschränkt ist. Wir akzeptieren das im Stromsektor nicht und deswegen muss man sich diesen komplizierten Fragen widmen.

Moderatorin [00:37:50]

Jetzt würde ich gerne noch mal kurz auf das Thema Kosten zurückkommen, was gerade schon angeschnitten wurde. In welcher Größenordnung könnte denn der Maximalwert der Vergütungen in den Ausschreibungen pro Megawatt zum Beispiel liegen? Lässt sich das schon sagen? Ich weiß nicht, wer von Ihnen dreien da am besten sagen kann. Herr Matthes?

Felix Christian Matthes [00:38:09]

Wir haben Erfahrung aus anderen Kapazitätsmärkten. Da muss man jetzt unterscheiden: was ist der Erwartungswert? Was würde ich erwarten, was da am Ende des Tages rauskommt? Und was steht als Höchstwert im Gesetz? Das sind zwei unterschiedliche Dinge. Aber wenn man sich mal Kapazitätsmärkte anguckt, dann werden die im Zweifel die Vollkosten des billigsten Kraftwerks abdecken müssen. Das heißt, wir reden im Jahr so in der Größenordnung über 50 Euro pro Kilowatt. Das ist eine sehr überschaubare Summe. Wie gesagt, wenn Sie das jetzt mal mit den zehn Gigawatt multiplizieren, die jetzt da so ins System ungefähr kommen, dann sind wir im Bereich von 500 Millionen Euro pro Jahr – bei Gesamtkosten des Stromsystems, die im Moment so zwischen 100 und 120 Milliarden im Jahr liegen, dann sind das Beträge hinter der Kommastelle. Also wie gesagt, auch wenn es manchmal anders in der Zeitung steht: Die Kostenproblematik dieser Kapazitätsinstrumente ist die kleinste von allen Problematiken.

Moderatorin [00:39:26]

Herr Ruhnau, wie könnten denn die Kosten, die jetzt zusätzlich entstehen, sinnvoll verteilt werden? Also es ist eine Umlage geplant, aber die genaue Ausgestaltung ist noch unklar. Wie könnte man diese Umlage sinnvoll ausgestalten?

Oliver Ruhnau [00:39:41]

Vielleicht noch mal ganz kurz bei den Kosten ansetzend. Herr Matthes hat die Kosten für die ersten zehn Gigawatt Auktionen hochgerechnet. Wenn man dann an den umfassenden Kapazitätsmechanismus denkt, wo dann auch andere Kapazitäten wieder teilnehmen können – und auch sollen über bestehende Kapazitäten – dann kann es sein, dass die Kosten noch mal höher werden. Man multipliziert mit einer größeren Anzahl. Aber auf der anderen Seite sind das Kosten, die wir dann nicht mehr – da komme ich zurück zu der allerersten Frage, die Sie mir gestellt haben – im Energiemarkt gedeckt werden müssen, weil dann die Erwartung ist, dass weniger Knappheitspreise im Energiemarkt auftreten. Und wenn sie auftreten, dann [wird] ein Teil der Erlöse von den Kraftwerken, die sich im Kapazitätsmechanismus abgesichert haben – das hat der Herr Matthes schon erwähnt – dort wieder eingesammelt. Das ist der beidseitige Vertrag. Die, die teilnehmen am Kapazitätsmechanismus, bekommen die fixe Vergütung, aber wenn sie dann hohe Gewinne machen – wenn die Strompreise sehr hoch sind am Energiemarkt – dann zahlen sie die zurück.

Die Nettosumme [daraus] muss dann auf den Verbrauch – jetzt komme ich zu der Frage zurück – muss dann auf den Verbrauch umgelegt werden. Da steht, wenn ich das richtig gesehen hab, noch nichts zu im Gesetzesentwurf. Und da gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, die schon Anwendung finden – auch diskutiert werden [und] akademisch untersucht werden. Die einfachste Möglichkeit wäre, das einfach gleichmäßig zu verteilen. Jede Kilowattstunde Verbrauch zahlt das



gleiche. Dann kommt man so in Größenordnung von vielleicht einem Cent pro Kilowattstunde [...]. Aber wir sehen im Ausland einen Trend – und auch in der EU Regulatorik, der regulatorische Rahmen auf EU-Ebene für Kapazitätsmechanismen – die Anforderung, diese Kosten möglichst kostenreflexiv umzusetzen. Also, dass sie die Kosten reflektieren von Verbrauch zu unterschiedlichen Zeiten.

Weil wenn man jetzt noch mal zurückdenkt, was verursacht die Kosten im Kapazitätsmechanismus? Das sind die Kapazitäten, die wir nur selten brauchen in der Dunkelflaute. Und das heißt, jeder Verbrauch, der in dieser Dunkelflaute stattfindet – oder allgemeiner gesprochen, Verbrauch in Knappheitssituationen – treibt die Kosten für Kapazitäten, die wir vorhalten müssen. Deshalb gibt es die Anforderung in der EU. Das ist keine harte Anforderung, aber wenn man diese Anforderung erfüllt, wird die Genehmigung bei der EU einfacher. Wenn man diese Kosten auf wenige Stunden – in der EU-Regulatorik steht was von ein bis fünf Prozent der Stunden – umlegt. Was dann wiederum auch ein Anreiz sein kann für Last, in knappen Situationen weniger zu verbrauchen und dann Kosten zu sparen, die ansonsten für die Kapazitätsmarktumlage anfallen würde, die dann höher wäre. Wenn man es auf wenige Stunden umlegt, muss entsprechend der pro-Kilowattstunde-Betrag höher sein. Das sieht man teilweise im Ausland, aber es wird auch jetzt noch mal im Rahmen der EU, auch im Rahmen der aktuellen Verordnung... [Es gibt] auch Ausnahmegenehmigungen: Zum Beispiel in Belgien ist es jetzt vorerst nicht so. Da wird die Umlage gleichmäßig verteilt, aber es ist auch eine vorläufige Genehmigung. Das ist schon das erklärte Ziel, zumindest auf EU-Ebene, da die Kosten auch den Verbrauchern zu zeigen, damit die entsprechend darauf reagieren können.

Felix Christian Matthes [00:43:02]

Wobei zur Bandbreite der wissenschaftlichen Debatte: Also in meiner 60-Gigawatt-Gaskraftwerke-Welt reden wir am Ende des Tages über einen halben Cent pro Kilowattstunde. Wie gesagt, Herr Ruhnau hat eben jetzt einen Cent gesagt. Da können wir gerne mal gucken, was dann da rauskommt. Aber wir reden auf alle Fälle nicht über Riesenbeträge und in Bezug auf die Gesamtsystemkosten sind diese Kapazitätsprämien vermutlich der kleinste aller Kostenbestandteile, die wir im System haben. Also wie gesagt, wir werden mal sehen, wo wir dann rauskommen, aber ich glaube in meiner schönen Endausbauwelt reden wir über Summen, die nicht über einen halben Cent pro Kilowattstunde hinausgehen und dafür kriegen wir Versorgungssicherheit.

Moderatorin [00:43:46]

Und aller Kostenbestandteile, da meinen Sie jetzt zum Beispiel andere Faktoren wie Netzausbau oder mit was haben Sie das verglichen?

Felix Christian Matthes [00:43:51]

Wir haben im Kern die Refinanzierung von Kraftwerken, also alles, was über das EEG oder das KWKG und so weiter [geregelt ist]. Wir haben den großen und wachsenden Anteil der Netzkosten, und dann haben wir eben solche Umlagen. Und wenn Sie meine 60-Gigawatt-Theorie glauben und die 50 Euro pro Kilowatt, dann sind wir bei drei Milliarden im Jahr im Endausbaustadium. Und das teilen Sie dann in der Zukunft durch einen höheren Strombedarf. Dann sind Sie irgendwo bei Bruchteilen von Cents. Da können wir uns dann gerne lange streiten, werden wir aber sehen. Aber was ich noch mal unterstreichen würde, was Herr Ruhnau gesagt hat: Wir sollten diese Umlage, die europarechtlich verpflichtend ist, unbedingt so gestalten, dass sie einen zusätzlichen Anreiz bietet, in Spitzenlastsituationen weniger Strom zu verbrauchen. Das wäre von extremer Wichtigkeit, dass wir diesen zweiten Hebel wirklich auch bedienbar machen.



Moderatorin [00:44:55]

Herr Praktiknjo, kurze Ergänzung gerne. Wir haben noch ein paar Fragen. Hätten Sie sonst Zeit vielleicht zwei, drei Minuten zu überziehen, Sie drei? Oder müsste jemand pünktlich weg? Okay, gut, dann Herr Praktiknjo, gerne.

Aaron Praktiknjo [00:45:04]

Ich finde die Frage, wie umgelegt werden soll, tatsächlich nicht trivial. Und Oliver Ruhnau und Felix Matthes haben das schon sehr gut gesagt. Wenn man das nicht über den gesamten Verbrauch umlegt, dann wird diese Umlage höher sein als ein halber Cent oder bis ein Cent – zu den Zeiten, wo man dann verbraucht, über den gesamten Verbrauch dann schon. Aber auch ich würde mich dem anschließen, dass das sehr wichtig ist, dass so ein Kapazitätsmarkt nicht die Anreize setzt, flexiblen Verbrauch zu verhindern. Und das hätte man, wenn man sagen würde, ich kann jetzt verbrauchen, wann ich möchte. „Ich habe hier meine flexiblen Gaskraftwerke, auch wenn die dunkle, kalte Flaute da ist, kann ich meinen Pool beheizen oder was weiß ich.“ Dass da dann auch der Anreiz preislich gesetzt ist, dass zu diesen Zeiten hohe Verbraucherpreise gelten.

Und, dass wir [niedrige Verbraucherpreise] dann haben, wenn wir viele erneuerbare Energieeinspeisungen haben. Ansonsten würden wir den flexiblen Verbrauch behindern und das wäre wieder kontraproduktiv für die Versorgungssicherheit. Gerade wenn wir jetzt mehr und mehr in Richtung Elektrifizierung wollen, unsere Wärme, unsere Mobilität elektrifizieren wollen, zunehmend Rechenzentren bauen wollen: Da braucht es ganz dringend diese Marktanreize meiner Meinung nach. Und diese Umlage von den Kapazitätsmarktkosten, die sollte meiner Meinung nach auch nicht flat sein, also zu jedem Zeitpunkt gleich. Ansonsten hätte man da wieder Potenzial verschenkt für die Versorgungssicherheit.

Moderatorin [00:47:01]

Dankeschön. Jetzt noch zwei kurze Nachfragen zu einzelnen Technologien. Und zwar kam einmal die Frage, welche Batterietechnologien im Vordergrund stehen, die am Kapazitätsmarkt eine Rolle spielen könnten. Ist das Lithium-Ionen? Ist es eher Redox-Flow oder noch andere? Und in welchen Netzen, würden die eher stehen, Übertragungs- oder Verteilnetz? Und ich schließe die zweite Frage direkt an – zur Rolle von flexiblen Biogasanlagen. Also wie können die sich jetzt in der Kraftwerksstrategie einbringen? Herr Matthes, wollen Sie zu beidem kurz was sagen?

Felix Christian Matthes [00:47:35]

Der Kapazitätsmarkt ist technologieblind. Da ist völlig egal, welche Batterie. Da geht es um die Funktionalität. Und da werden wir noch vieles sehen. Von daher würde ich weder wollen noch können, hier Einzeleinschätzungen zu Batterien zu geben. Es ist nur völlig klar, sie müssen strommarktbetrieben werden. Also das heißt: Bei mir zu Hause im Keller, die ist vermutlich nicht so richtig tauglich. Und sie müssen eine bestimmte Größenordnung haben. Ich glaube, das ist der wichtige Punkt.

Und bei den flexiblen Biogasanlagen ist es relativ einfach. Wir haben ein Doppelförderungsverbot. Jede Biogasanlage darf am Kapazitätsmarkt teilnehmen, aber dann nicht mehr im EEG sein. Das ist völlig klar und das ist das Schöne. Jeder darf anbieten, aber es darf nicht jeder in zwei Finanzierungssystemen abkassieren. Und ich glaube, das ist die entscheidende Frage. Und dann werden wir sehen, wo sich die Biogasanlagen hin orientieren. Meine Vermutung wäre mal: Die verdienen im EEG über Strommengen – und auch über die entsprechenden landwirtschaftlichen



Produkte – und der Anreiz wird am Ende des Tages nicht groß sein, in den Kapazitätsmarkt zu gehen. Das werden wir aber sehen. Jeder, der die sonstigen Anforderungen erfüllt – und die sind jetzt bei Kraftwerken überschaubar, im Gegensatz zu Speichern und Nachfrageflexibilität. Jeder darf teilnehmen und jeder muss dann entscheiden, in welchem Instrument er sich bewegen will. Aber Finanzierung über zwei Instrumente wird es nicht geben. Und das ist auch gut so.

Moderatorin [00:49:17]

Okay, die Zeit ist jetzt leider schon fast rum. Ich würde Sie gerne zum Abschluss alle drei noch mal fragen, welche Punkte des Entwurfs sich jetzt im weiteren politischen Prozess noch ändern könnten oder vielleicht auch noch ändern sollten aus Ihrer Perspektive heraus. Oder welche wichtigsten Punkte für Sie jetzt noch offen sind. Herr Ruhnau, beginnen Sie gerne und dann Herr Praktiknjo und Herr Matthes.

Oliver Ruhnau [00:49:38]

Wir hatten über die Umlage schon gesprochen, dass die auch tatsächlich noch offen ist. Also da muss sich nicht nur was ändern, sondern noch was hinzukommen. Und eine ähnliche Sache, die noch relativ unklar ist oder noch nicht ausdefiniert ist, ist eben die, wie vielleicht Lasten auch als Anbieter von gesicherter Leistung teilnehmen können. Das ist noch mal komplizierter als bei den Batteriespeichern, über die wir heute viel gesprochen haben. Da und auch in Kombination, – wenn ich jetzt Lastflexibilität habe – bekommt die beides, niedrigere Umlage und noch mal eine explizite Teilnahme. Ich glaub, das wird noch spannend sein, zu sehen, wie sich das entwickelt.

Aaron Praktiknjo [00:50:15]

Meiner Meinung nach ist es gut, dass wir uns jetzt auf den Weg machen. Es ist nicht mehr viel Zeit bis 2031, gerade wenn man neue Technologien hinzubauen möchte. Deswegen denke ich, ist es gut, wenn das schnell kommt – gerade weil wir sehen, dass wir ansonsten auf ein Problem mit der Versorgungssicherheit hinlaufen werden. Es sind noch einige Sachen offen, aber wie ich gerade auch gelernt habe von Felix Matthes, soll der umfassende Kapazitätsmarkt noch vorbereitet werden und das ist jetzt quasi die Testbox, sage ich jetzt mal dafür. Und deswegen denke ich, auch wenn es eine Testbox ist: Wir brauchen diese Kapazitäten für die Versorgungssicherheit dringend, wenn wir es mit dem aktuellen Kohleausstieg ernst meinen. Ansonsten sehe ich die Gefahr kommen, dass wir den Kohleausstieg nicht vollziehen können.

Moderatorin [00:51:20]

Herr Matthes, gerne.

Felix Christian Matthes [00:51:23]

Es gibt ein paar Punkte – das hat Herr Ruhnau schon gesagt – die müssen noch ausgefeilt werden. Da stehen noch viele eckige Klammern mit drei Punkten drin. Evident ist natürlich die ganze Frage der Reduktionsfaktoren. Evident ist die Frage der Umlage. Und was man auch der Ehrlichkeit halber sagen muss: Dieses Gesetz ist von der Kommission noch nicht genehmigt. Also da gibt es auch noch ein Beihilfe-Genehmigungsverfahren und da werden wir noch ein paar Dinge erleben. Ich glaube, es gibt so Dinge bei Standortfragen: Da gibt es noch Dinge, die hier auch geändert werden müssen. Also für mich als Wasserstoffmenschen: Ich hätte mir auch noch ein bisschen



Stringenteres beim Wasserstoff gewünscht. Und da werden wir vielleicht über ergänzende Instrumente... Oder die sind auch schon angekündigt.

Was mir nur wichtig wäre ist, dass dieses Instrument jetzt schnell und so einfach wie möglich kommen muss. Da sind so ein paar Regelungen jetzt schon auch overdone. Da meine ich jetzt explizit nicht die zehn plus eins Stunden Regelung, die halte ich für sinnvoll. Aber so bei Standortfragen, da könnte man auch noch ein bisschen entschlacken, ehrlich gesagt. Aber wichtig ist, dass es jetzt schnell kommt und einfach kommt und dass wir uns nicht weitere drei Jahre verheddern in der Vorbereitung von Dingen, die alle irgendwie auch wichtig sind, die aber auf der Zeitschiene nicht dringend sind.

Und ich kenne niemanden, auch nicht aus dem Batterielager, der nicht sagt: Letztendlich brauchen wir so ein paar Gaskraftwerke und mit diesen zehn Gigawatt – oder wenn es jetzt zwölf, vierzehn, fünfzehn werden – machen wir keinen Fehler. Und das ist das Wichtige. Aber das Wichtigste ist, dass wir jetzt schnell zu was kommen, weil mein wesentlichster Kritikpunkt an diesem Gesetz ist, dass es einfach zu lange gedauert hat. Wir hätten dieses Gesetz am Ende des Tages auch vor zwei Jahren schon haben können. Da hat man es dann ein bisschen versaut mit überzogenen Wasserstoffanforderungen, aber wir sind inzwischen in einer kritischen Phase und deswegen muss es jetzt schnell gehen und einfach gehen und die komplizierten Dinge, die sich nicht vermeiden lassen, die müssen wir in das große Instrument schieben, wo sie sowieso gelöst werden müssen.

Moderatorin [00:53:44]

Jetzt sind wir am Ende der Zeit angekommen. Zuerst einmal vielen Dank an Sie drei, dass Sie heute da waren, um unsere Fragen zu beantworten. Ich fand es auf jeden Fall sehr interessant und für mich hat die Diskussion gezeigt, dass vor allem dieser Vergleich von verschiedenen Technologien in einem gemeinsamen funktionierenden Mechanismus sehr komplex ist. Danke auch an Sie liebe Journalistinnen und Journalisten für Ihre Teilnahme und dass Sie hier Fragen gestellt haben. Für Sie auch noch ein kleiner Hinweis: Meine Kollegen arbeiten gerade an einem Datenreport, der einige Zusammenhänge zum Thema Back-up-Kapazitäten noch mal visualisieren soll. Sie bekommen den Report dann per Mail, wenn er fertig ist. Und zuletzt möchte ich mich auch noch bei meinen Kolleginnen und Kollegen bedanken, die mich hier im Hintergrund bei der Moderation unterstützt haben. Dann wünsche ich Ihnen allen jetzt erst mal einen schönen Tag noch und schon mal ein schönes Wochenende.



press briefing

Ansprechpartnerin in der Redaktion

Veronika Fritz

Redakteurin für Energie und Mobilität

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail 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

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

