



Ausschuss für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie

58. Sitzung (öffentlich)

26. November 2024

Düsseldorf – Haus des Landtags

14:03 Uhr bis 15:56 Uhr

Vorsitz: Dr. Robin Korte (GRÜNE)

Protokoll: Sitzungsdokumentarischer Dienst

Verhandlungspunkt:

Sichere Energie und günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee

3

Antrag
der Fraktion der SPD
Drucksache 18/9730

– Anhörung von Sachverständigen (s. *Anlage*)

* * *

Sichere Energie und günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee

Antrag
der Fraktion der SPD
Drucksache 18/9730

– Anhörung von Sachverständigen (s. *Anlage*)

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Ich begrüße Sie zur 58. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie in dieser Wahlperiode. Besonders begrüßen möchte ich die heute hier anwesenden Sachverständigen und darüber hinaus auch alle anderen Zuhörerinnen und Zuhörer einschließlich Vertreterinnen und Vertreter der Medien und diejenigen, die uns heute im Livestream folgen. Ihnen ist die Einladung mit der Nummer E 18/1060 und somit die Tagesordnung für die heutige Sitzung zugegangen. Gibt es dazu Wortmeldungen? – Das sehe ich nicht. Dann verfahren wir so, wie auf der Tagesordnung ausgewiesen.

Dieser Antrag wurde am 4. Juli zur alleinigen Beratung an unseren Ausschuss überwiesen. In der Sitzung am 4. September haben wir die heutige Anhörung beschlossen. An der Stelle möchte ich mich im Namen des ganzen Ausschusses bei allen Sachverständigen für die eingereichten Stellungnahmen sowie für Ihre heutige Anwesenheit in dieser Sitzung bedanken. Im Eingangsbereich sind Überstücke der Stellungnahme ausgelegt. Diese können Sie sich gerne nehmen. Aus zeitlichen Gründen ist es, wie immer bei uns im Ausschuss, bei Anhörungen nicht vorgesehen, dass die Stellungnahmen durch die Sachverständige noch einmal in einem Eingangsstatement zusammengefasst werden. Wir gehen vielmehr davon aus, dass die Abgeordneten die Stellungnahmen gelesen und ausgewertet haben und nun Fragen an Sie zu richten, um einzelne Sachverhalte zu vertiefen. Dabei gehen wir hier im Ausschuss immer so vor, dass in der ersten Runde jede Fraktion eine Frage an einen Sachverständigen richtet und dann die angesprochenen Sachverständigen der Reihe nach die entsprechenden Fragen beantworten. Ich möchte Sie als Sachverständige bitten, Ihre Antworten innerhalb von drei Minuten zu formulieren, sodass wir anschließend in die nächste Frageunde gehen können, um möglichst alle Sachverhalte ansprechen oder durch Rückfragen weiter konkretisieren zu können.

Wenn es keine weiteren Fragen zum Ablauf gibt, möchte ich direkt mit der antragstellenden Fraktion, der SPD beginnen.

André Stinka (SPD): Vielen Dank auch seitens der SPD-Fraktion, dass wir heute die Anhörung durchführen können und Sie sich als Sachverständige bereit erklärt haben, zu einem wichtigen Thema, so denken wir, des Umbaus der Energieversorgung, wobei wir ein besonderes Augenmerk auf das Thema der Speicher lenken wollen, zu sprechen.

Unsere erste Frage geht an Professor Dr. Horst Schmidt-Böcking. Herr Schmidt-Böcking, können Sie als Urheber der Konzeption von Unterwasserkavernen, Pumpspeicherwerken bitte in das Thema einführen und für die Anwesenden in der Kürze der Zeit so gut es geht die aktuelle Modellkonzeption eines solchen Speichers im Tagebaurestsee, die

Funktionsweise und die Leistungsdaten erklären sowie darlegen, was Sie und Ihre Mitstreiter bewogen hat, solche Innovationen hier auszuführen?

Dr. Patricia Peill (CDU): Auch von unserer Fraktion ein herzliches Willkommen und besten Dank, dass Sie uns zur Beantwortung der Fragen zur Verfügung stehen.

Unsere erste Frage geht an Herrn Kerlen von RWE Power. Herr Kerlen, in Ihrer Stellungnahme positionieren Sie sich gegenüber dem Vorhaben eines Stromspeicherwerkes kritisch. Sie halten eine Umsetzung des Stromspeichersees frühestens für 2050 für möglich, was mit erheblichen Auswirkungen auf den Rekultivierungsprozess bzw. auf die Konzepte für den Tagebau verbunden wäre. Können Sie uns dies im Detail erläutern, inwiefern hier der Strukturwandelprozess betroffen wäre?

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Auch vonseiten der grünen Fraktion vielen lieben Dank an alle Sachverständigen für Ihre Stellungnahmen und für Ihre Bereitschaft, heute hier für Rückfragen Rede und Antwort zu stehen.

Unsere erste Frage richtet sich an Herrn Dr. Schnaars vom EWI. Aus Ihrer Stellungnahme könnte man herauslesen, dass, wenn es einen solchen Speichersee geben sollte, dann sollte dieser eher im nördlichen Niedersachsen als in Nordrhein-Westfalen verortet sein, auch wenn die geografischen Rahmenbedingungen dort andere sind. Können Sie bitte zusammenfassen, welche Rolle die räumliche Verortung der Einspeisung erneuerbarer Energien und Speichern für den Netzausbau spielt?

Dietmar Brockes (FDP): Vielen Dank, meine Herren, dass Sie uns heute hier Rede und Antwort stehen und die Anhörung bereits durch Ihre schriftlichen Stellungnahmen bereichert haben.

Meine erste Frage möchte ich an Herrn Gassner vom BDEW richten. Herr Gassner, Sie haben in Ihrer Stellungnahme auch mit Blick auf das Thema „Pumpspeicherkraftwerke“ auf die wesentlichen Faktoren, Zahlen, Kosten und gesellschaftliche Akzeptanz hingewiesen. Könnten Sie hierzu die Idee eines Energiespeichersees im Rheinischen Revier einmal in diesem Dreieck, das ich gerade benannte, einsortieren?

Christian Loose (AfD): Vielen Dank für die eingereichten Stellungnahmen und dass Sie hier mit Rat und Tat zur Verfügung stehen. Wir haben im Grunde zwei Dinge hier als Beratungsgegenstand, und zwar einmal das, was die SPD beantragt hat, mit einer Umsetzung in 50 Jahren, und das, was Professor Dr. Schmidt-Böcking vorgestellt hat, mit einem Ober- und Unterbecken mit einer frühzeitigen Umsetzung.

Jetzt ist es aber so, dass in der Stellungnahme des Tagebaubetreibers erläutert wird, dass das Projekt an der fehlenden Statik und an den Problemen der Sumpfung scheitern wird. Dennoch würde ich meine erste Frage an Herrn Jungnischke von der Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit richten und annehmen wollen, dass das Projekt, zumindest in der Theorie gebaut werden könnte.

Nun meine Frage: Herr Jungnischke, wird das Projekt die Versorgungssicherheit mit Energie erhöhen?

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Vielen Dank für die Fragen. Wir beginnen mit den Antworten bei Herrn Professor Dr. Schmidt-Böcking. Ich möchte Sie bitten, Ihre Antwort auf möglichst drei Minuten zu begrenzen, ansonsten würde ich einen freundlichen Hinweis geben.

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking (Goethe-Universität Frankfurt): Ich versuche, das Konzept in drei Minuten zu erklären. Das ist leider fast unmöglich, aber ich versuche es.

Sie wissen alle: Pumpspeicherwerke pumpen Wasser von niedrigem Niveau auf höheres Niveau, brauchen dafür also zwei Wasserbecken, ein Oberbecken und ein Unterbecken.

Wenn man Wasser vom Unter- auf das Oberbecken erhöht, kann man zum Beispiel elektrische Energie, die in der Pumpe übertragen werden, in potenzielle Energie des Wassers stecken. Lässt man das Wasser wieder zurücklaufen, wenn die beiden Becken durch Rohre miteinander verbunden sind, kann man mit 80 % Effizienz diese Energie wieder zurückgewinnen.

Jetzt die Frage. Wie kann man das in Hambach am besten realisieren? Jetzt gab es in Hambach von der Bevölkerung Wünsche, man wollte einen später zu flutenden See, dem man überhaupt nichts von dieser Wasserbewegung anmerkt, und die Sophienhöhe sollte in keiner Weise beeinträchtigt werden. Wie kann man trotzdem realisieren, dass der Tagebau nachher, wenn er geflutet ist, ein ganz stiller See ist, wo sich die Natur perfekt wie überall entwickeln kann?

Aus dem Grund haben wir das Konzept des Oberbeckens in Zusammenarbeit mit Leuten von der TH Aachen entwickelt. Wir hätten das gar nicht machen können, aber dort haben wir die Wasserexperten und die Geologen. Die haben uns dann gesagt, wie das im Einzelnen und bis zu welcher Menge ginge. Damit hätten wir ein Oberbecken.

Das Unterbecken muss so konstruiert sein, dass, wenn der See geflutet wird, es einen eigenen Kreislauf mit dem Oberbecken bildet. Das kann man nur machen, wenn man große Hohlkörper, die vollkommen vom See getrennt sind, unten auf dem Boden errichtet. Daher kam die Idee, man baut, in welcher Form auch immer – das müssen die Fachleute entscheiden – unten Hohlkörper hin, die unten mit einer Turbine verbunden sind, die mit Druckrohren nach oben verbunden sind. Dann hat man, ob der See nun geflutet ist oder ungeflutet ist, wenn man genügend Wasser im Oberbecken hat, ein vollkommen funktionierendes getrenntes Speicherwerk. Dann kann man den See fluten wie man will: in fünf Jahren, in zehn Jahren, in fünfzig Jahren oder wie auch immer.

Nach Angaben von HOCHTIEF, je nachdem in welcher Größe man das Ganze baut, hätten die in fünf Jahren so etwas errichtet, wenn alle Genehmigungen vorliegen.

Welche Größe, welche Leistung kann man machen? Man kann ganz klein bauen, so wie Goldisthal. Dann sehen Sie das gar nicht. Dann ist das eine winzig kleine Wassermenge, weil wir da fast 400 Meter Höhendifferenz haben. Wenn man das ganze Manheimer Becken nimmt, gibt es Diskrepanzen in der Betrachtung. Ich habe jetzt die Zahlen von der TH Aachen. Ich kann die selber nicht beurteilen. Da wären 240 Millionen cbm möglich. Sie sagen 50 Millionen. Auch 50 Millionen cbm wären eine Menge. Damit würden

man ungefähr 130 % mehr Speicher schaffen, als wir heute in ganz Deutschland haben. Das wäre 50 % größer als das größte Wasserpumpspeicherwerk der Welt in Tennessee. Man hat dabei einen breiten Spielraum, was man macht: klein – groß. Die Möglichkeiten, die Braunkohlegruben in funktionierende Energiespeichern zu verwandeln, sind riesengroß.

Jörg Kerlen (RWE Power): Vielen herzlichen Dank für die Gelegenheit, hier Stellung nehmen zu dürfen. Ich würde gerne diese Frage an meinen Kollegen, Herrn Hlavka weitergeben, mit dem ich die Stellungnahme gemeinsam erstellt habe.

Jiri Hlavka (RWE Power): Sehr geehrter Herr Vorsitzender! Sehr geehrte Damen und Herren! Vielen Dank auch von meiner Seite, dass wir hier heute Stellung nehmen können. Ich möchte eine kurze Erläuterung geben, wie wir auf den Zeitraum 2050 gekommen sind und dass es dann eine GAP im Strukturwandelprozess gibt.

Wir sind davon ausgegangen, dass bis 2030 der Betrieb im Tagebau Hambach weiter stattfinden muss. Die politischen Rahmenbedingungen sind so geschaffen, dass der Betrieb bis Ende 2029 dort stattfindet. Gleichzeitig ist noch ein neuer Findungsprozess in der Region hinsichtlich der Akzeptanz für ein solches Großprojekt anzustoßen. Ich bin selbst der Projektleiter der Rheinwasser-Transportleitung und Großprojekten nicht abgeneigt, kenne aber auch die Planungs- und Genehmigungsschritte, die im Hintergrund dafür notwendig sind.

Wir haben in unserer Stellungnahme Bezug auf verschiedene bergrechtliche Verfahren, regionalplanerische Verfahren, die abgeändert werden müssen, bis hin zum Thema Bergrecht Bezug genommen, wie man eine solche Großanlage im Tagebau Hambach errichten kann. Aus den Erfahrungen, die wir aktuell aus der Rheinwasser-Transportleitung vorliegen haben, sind hierfür Planungszeiträume von 10 bis 15 Jahren anzusetzen. Die letzten fünf bis acht Jahre haben wir aus Ihrer Studie übernommen. Das sind die Bauzeiten, um ein solches Projekt im Tagebau dann auch zu realisieren. Deswegen 2050 als Zeitpunkt der Realisierung.

Man kann sich vorstellen, dass in diesen 20 Jahren zwischen 2030 und 2050 der Tagebau Hambach im sogenannten Haltebetrieb zu fahren ist. Das heißt, dass in diesem Bereich weiterhin die Sumpfungmaßnahmen aufrechterhalten werden und auch, jetzt kommen wir zum Kern Ihrer Frage, das Thema „Regionalwandel“ aktuell ist. Uns sind allein von der Projektinitiative Neuland Hambach, die die Anrainerkommunen um den Tagebau Hambach vertritt, insgesamt 20 Projekte aktuell bekannt, die mit Fördermitelanträgen in der Pipeline sind. Von diesen 20 Projekten beschäftigen sich knapp acht Projekte mit dem Thema „Wasser, Wasserzugang“. Dieser würde dann erst mit einer Wassereinleitung im Jahr 2050, also um 20 Jahre nach hinten verschoben werden.

Auch denkt jede Kommune für sich, wie eine Siedlungsentwicklung, Stadtentwicklung in Richtung See stattfinden kann. Dort gibt es in verschiedenen Bereichen zu den Seezugängen schon weitergehende Planungen. Diese Planungen müssten dann auch von den Kommunen zunächst auf Eis gelegt werden, bis die Wassereinleitung auch wirklich stattfinden kann.

Ein weiterer Aspekt, der in Richtung Befüllung geht: Es gibt inzwischen auch ein Gutachten, das vorliegt, das sich mit den Seezugängen beschäftigt hat. Die Nutzung des Wassers wird erst möglich sein, nachdem ein Drittel des Sees befüllt wurde und man an das Wasser herantreten kann. Dieses Erlebnis würde dann 20 Jahre nach hinten verschoben, und damit wären wir im Strukturwandelprozess an einem Zeitpunkt, der von den Anrainerkommunen nicht mehr zu vertreten wäre.

Dr. Philip Schnaars (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln): Auch von mir Danke für die Gelegenheit, hier Stellung nehmen zu können.

Um auf Ihre Frage zu antworten: Der Speicher ist anders als viele Speichertechnologien, die derzeit diskutiert und gebaut werden, räumlich fest. Im Energiesystem ist der Ort bekannt, wenn er gebaut würde. Die Frage ist: Wie würde sich dieser Speicher beim Ein- und Ausspeisen verhalten und auf Preissignale reagieren? Speist er eher Windenergie aus dem Norden ein oder eher PV-Strom aus dem Süden ein? Mutmaßlich kann man sagen, dass es ein Mix aus beidem wird und es auch zu zeitgleichen Einspeisungen kommen wird, hauptsächlich tagsüber.

Das heißt, wenn der Speicher im heutigen Energiesystem Windenergie einspeichert, kann es sein, dass er die strukturellen Netzengpässe, die wir derzeit im deutschen Energiesystem haben, verstärken wird. Das heißt, dass er die Netzengpassbewirtschaftungskosten erhöht. Speichert er eher PV-Strom aus dem Süden ein, ist dieser Effekt ein bisschen unklarer, vermutlich würde er dann nicht zu einer Verstärkung des Engpasses beitragen.

Wenn es jetzt große räumliche Verschiebungen in der installierten Kapazität der erneuerbaren Energie geben sollte, also ganz viel PV im Norden und ganz viel zusätzliche Windkraftkapazität im Süden, um ein zukünftiges Energiesystem zu skizzieren, dann kann sich der Effekt abmildern bzw. komplett abschwächen. Inwieweit das passieren wird, ist unsicher. Die Wetterbedingungen in Deutschland sind relativ fix, daran werden sich Anlagebetreiber orientieren, es sei denn, die Rahmenbedingungen regulatorischer und Förderart sind andere als heute.

Ein Netzausbau soll dazu führen, dass sich der strukturelle Netzengpass, der vermutlich nördlich des Speichers ist, nach Süden verschieben wird. Das heißt auch, dass dieser Effekt, den ich gerade beschrieben habe, durch Netzausbau weiter abgemildert werden könnte.

Zusätzlich ist zu beachten: Da der Speicher mit anderen Flexibilitäten auf dem Strommarkt in irgendeiner Art und Weise konkurrieren wird, um Batteriespeicher, Elektrolyse oder Nachfrageflexibilitäten zu bedienen, muss man vor Ort zur Bewertung dieses Effektes im gleichen Netzgebiet gucken, welche Entwicklungen hier möglich sind. Man sieht dann, und das ist bei dem Antrag herausgekommen, dass insbesondere in Verbindung mit dem lokalen Windausbau eine gute Einbindung in das Energiesystem passieren könnte.

Holger Gassner (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Landesgruppe Nordrhein-Westfalen): Vielen Dank für die Einladung, dass wir als BDEW

hier Stellung nehmen konnten und bei der Anhörung dabei sind. Herr Brockes, Sie hatten die Frage der Einsortierung des Projektes in die drei Dimensionen erwähnt. Vielleicht vorweg: Grundsätzlich, das ist auch schon ausgeführt worden, wird das Stromsystem wesentlich volatiler. Von daher brauchen wir perspektivisch mehr Speicherkapazitäten, welcher Art auch immer. Daher ist jede Initiative, auch diese, zu begrüßen.

Wie wichtig das Thema ist, wird sich in Kürze zeigen. Die Landesregierung arbeitet an einer Speicherstrategie, bei der unterschiedlichste Optionen betrachtet worden sind. Dazu haben bereits viele Workshops stattgefunden. Damit komme ich zu einem Thema, das Herr Dr. Schnaars angesprochen hat: Dieses Projekt steht in direkter „Konkurrenz“ – positiv gemeint – mit anderen Speichertechnologien, was Kosten, Nutzungsdauer und Ähnliches angeht.

Voraussichtlich ist dieses Projekt am günstigsten, wenn es sehr, sehr groß dimensioniert wird, was mit den entsprechenden Kosten einhergeht. Bei einer kleineren Speicherkapazität würden sicherlich andere Technologien kostentechnisch zum Vorlauf kommen.

Das Projekt, was gerade ausgeführt wurde, stellt mit der unterirdischen Vertunnelung, wo die Turbinen verortet sind, eine gewisse Größe dar. Es muss an ein Wartungskonzept und Ähnliches gedacht werden. Ich kann nicht beurteilen, wie weit das schon erprobt ist, das können aber zusätzliche Kosteneffekte sein. Ich denke, das kann relativ risikobehaftet im Vergleich zu anderen Technologien sein.

Hinzukommt, dass wir noch keinerlei Erfahrungen in der Genehmigung haben, was sich zeitlich eventuell ziehen könnte, und dass es Auflagen gibt, die bisher auch noch nicht erprobt sind, die entsprechend zu erfüllen sind. Insofern sehe ich das von der Wirtschaftlichkeit her ein bisschen skeptisch.

Was die Akzeptanz angeht, haben wir viel Erfahrung aus Pumpspeicherkraftwerken, die im Endeffekt u.a. wegen hoher Kosten und teilweise wegen Widerstand aus der Bevölkerung nicht realisiert worden sind, gesammelt. Meistens waren dies Konzepte, bei denen man noch nicht einmal eine direkte Doppelnutzung hatte. Hier ist vorgesehen, dass es touristisch und von den Anrainern direkt genutzt wird. Daher sehe ich da ein größeres Potenzial eines öffentlichen Konfliktes, was die Akzeptanz angeht. Das müsste man, wenn es sehr positiv wäre, entsprechend diskutieren und mit einbauen. Ich glaube aber, es sollten noch andere Möglichkeiten für kleinere Pumpspeicherkraftwerke und Standorte, die schon voruntersucht sind, genutzt werden.

Letzter Punkt. Ich denke, dass die Volatilität auch sehr viel schneller durch den Markt ausgeglichen wird. Eine bessere zeitliche Umsetzung haben wir schon in anderen Bereichen gesehen. Egal, ob es jetzt 2040 oder 2050 wäre, der Markt wird mit anderen Speichertechnologien und Flexibilität, die vorhanden sind, vermutlich schneller reagieren als dieses Projekt realisiert werden könnte. Insofern hängt man an einem ziemlich unseriösen Investitionspunkt. Wir brauchen außerdem auch wesentlich mehr dezentrale Speichertechnologien in der zukünftigen Situation, um lokale Spitzen von PV und Wind abfangen zu können. Das heißt nicht, dass wir künftig gänzlich auf Großspeicher verzichten können, ich möchte da nicht falsch verstanden werden, aber es

sollte wirklich gut überlegt werden, welche Technologie zusätzlich in welcher Größenordnung und welcher Zeitschiene in das System eingefügt wird.

Robert Jungnischke (Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit): Herr Vorsitzender! Sehr geehrte Damen und Herren! Auch von mir Danke, dass ich zu meinen Ausführungen hier Stellung beziehen darf. Die Frage an mich war, ob dieses Vorhaben die Versorgungssicherheit erhöhen kann. Aus meiner Sicht ist erst einmal zu definieren, was Versorgungssicherheit bedeutet. Nach meiner Sicht ist das eine ständige Verfügbarkeit von Energie, die zu wettbewerbsfähigen Preisen mit einem niedrigen CO₂-Fußabdruck angeboten wird.

Wenn wir unter diesem Gesichtspunkt dieses Projekt betrachten, müssen wir als Erstes attestieren, dass wir hier nicht von heute oder morgen sprechen, sondern von 2050, wie eben schon gehört, vielleicht auch 2070 oder 2080. Wir müssen heute sagen, dass wir gar nicht wissen, wie der Bedarf und wie die Wirtschaft in diesem Land zu dem Zeitpunkt aussehen wird. Das ist der eine Punkt.

Der zweite Punkt betrifft die Versorgungssicherheit: Wir gehen davon aus, dass wir diesen Speicher mit erneuerbaren Energien füllen. Da fallen in jedem Fall schon mal die Solaranlagen flach, weil die nur im Hochsommer nennenswerten Bedarf liefern und bekanntermaßen auch nur über Tag, und wenn wir uns die Windenergie ansehen, so muss man hier in jedem Fall das Thema der Dunkelflaute betrachten. Wenn man sich hierzu die Statistiken ansieht, dann gibt es immerhin Dunkelflauten, die auch schon mal drei Monate dauern. Was nutzt mir ein Speicher, den ich nicht einmal gesichert füllen kann? Das ist aus meiner Sicht die große Frage.

Kommen wir zur Speichergroße. Hier wurde eine Größe von 450 GWh genannt. Bei einem 2050 prognostizierten Strom, der dann benötigt wird, würde Speicher gerade mal für zwei Stunden reichen. Aus meiner Sicht keine nennenswerte Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Fazit: Aus meiner Sicht, um die Frage umfassend zu beantworten: Dieser Speicher kann nach meinem jetzigen Kenntnisstand und unter den Voraussetzungen, die mir bekannt sind, nicht zur Versorgungssicherheit beitragen.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Ich danke Ihnen für die Antworten in dieser ersten Runde. Wir starten mit der zweiten und beginnen wieder mit der SPD-Fraktion.

André Stinka (SPD): Eine weitere Frage geht noch einmal an Herrn Professor Dr. Horst Schmidt-Böcking. Welche Bedeutung haben Pumpspeicherkraftwerke aus Ihrer Sicht für das Energiesystem der Zukunft im Vergleich zu anderen Speichertechnologien?

Dr. Christian Untrieser (CDU): Gestatten Sie mir bitte kurz die Vorbemerkung, dass ich es immer toll finde, wenn Menschen wie Herr Professor Schmidt-Böcking sich Gedanken machen, ganz innovative Ideen zu entwickeln. Ich denke, wir wären in unserer Welt nicht weit gekommen, wenn wir immer gesagt hätten: Ach, das funktioniert nicht.

Denken wir mal dabei an das Fliegen. Damals gab es viele, die gesagt haben: Das klappt ja nie. – Insofern finde ich den Ansatz gut.

Meine Frage geht eher an Herrn Kerlen von der RWE. Herr Kerlen, Sie haben zu dem Wassermanagement ausgeführt. Meine Frage wäre jetzt, wie Sie das aus wirtschaftlicher Sicht, gerade auch im Vergleich zu anderen Speichertechnologien, sehen. Denn letztlich sollte ein Speicher zu gewissen Zeiten Strom einspeichern und zu anderen Zeiten wieder ausspeichern. Das muss ja wirtschaftlich auch Sinn machen.

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Unsere zweite Frage als grüne Fraktion geht nach Berlin an Herrn Simon Müller von Agora Energiewende. Sie schreiben in Ihrer Stellungnahme, dass es insbesondere in Regionen mit viel Windstrom und dem entsprechenden Potenzial, zum Beispiel in Schottland, Pläne für neue Pumpspeicherkraftwerke gibt.

Der Sachverständige Herr Dr. Schnaars vom EWI hat in seiner Stellungnahme und eben auch bereits den Aspekt der Standortnähe zur Erzeugung von erneuerbaren Energien als Punkt genannt. Was bedeutet das aus Ihrer Sicht, Herr Müller, für die viel diskutierte Idee eines Speichersees im Rheinischen Revier?

Dietmar Brockes (FDP): Meine nächste Frage möchte ich gerne an Herrn Heinermann richten. Schön, dass Sie auch aus Berlin zugeschaltet sind. Die Energiespeicher sind ja für den erfolgreichen Umbau unserer Energiesysteme unabdingbar. Welche Arten von Wasserstoffspeichern stehen uns derzeit zur Verfügung? Wie groß ist der Bedarf an Wasserstoffspeichern? Lässt sich das schätzen? Lässt sich dieser Bedarf auch alternativ durch den hier vorgestellte Stromspeichersee decken?

Christian Loose (AfD): Meine nächste Frage geht an Herrn Jungnischke von Fortschritt in Freiheit. In der Ausgangslage des Antrags der SPD wird eine bezahlbare Energiewende gefordert. Für wie bezahlbar halten Sie die Energiewende rückblickend und auch in die Zukunft blickend?

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Wir beginnen mit den Antworten wieder bei Herrn Dr. Schmidt-Böcking.

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking (Goethe-Universität Frankfurt): Grundsätzlich vorab: Wir haben mehrere Speichersysteme für große Mengen an Energie, das sind die chemischen Batterien, Wasserpumpspeicherwerke und grünen Wasserstoff. Wir brauchen grundsätzlich alle zusammen, wir können auf keinen verzichten.

Ich möchte nur ein Beispiel nennen. Die Produktion von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse muss abends, wenn die Sonne untergeht, abgeschaltet und am nächsten Morgen wieder neu angefahren werden. Das kostet Energie. Hätten wir aber einen großen Vorspeicher, der die ganze Nacht alle Elektrolyseanlagen versorgen kann, dann würden die 24 Stunden laufen, dann wäre die Wasserstoffproduktion mindestens

um den Faktor 3 produktiver und effizienter. Dies als Beispiel wie die verzahnt werden können und verzahnt werden müssen.

Lithium-Ionen-Batterien können momentan riesige Leistungen aufnehmen, was der grüne Wasserstoff, diese Technologie, nicht kann, was auch die Wasserpumpspeicherwerke nicht können, denn die Leistungsaufnahme ist immer durch die Turbinengröße begrenzt, aber Batterien haben einen eigendynamischen Bereich.

Grundsätzlich vorab: Alle drei sind in einem funktionierenden System notwendig, keine wird ausgeschlossen.

Es gab so viele Fragen dazu. Ich möchte nur etwas zur Kosteneffizienz sagen. Als Beispiel nehme ich Goldisthal. Goldisthal wurde 2004 in Betrieb genommen und hat 8,5 GWh Speicherkapazität, hat 635 Millionen Euro gekostet. Das heißt, nur 75 Euro pro kWh Speicher. Wenn Sie das mit allen anderen vergleichen, ist dies unschlagbar günstig.

Durch den Kavernenbau, den wir in Hambach ausführen müssten, um den Speicher zu schaffen, werden die Kosten ungefähr doppelt so hoch, aber im Vergleich zu all den anderen Speichertechnologien mit den Verlusten in den Ketten eingerechnet, ist das immer noch, wenn man die Lebensdauern berücksichtigt, ein Kostenfaktor für die Verteuerung der Speicherung, der unter 2 Cent/kWh Speicher liegt.

Die RWE-Stellungnahme hat nicht unser Konzept hier bewertet, sondern das Konzept einer Masterarbeit von Kassel. Unsere beiden Konzepte haben im Grunde genommen fast nichts miteinander zu tun. Für das Kasseler Konzept würde ich Ihnen vollkommen recht geben. Das ist absolut unwirtschaftlich. Das haben wir auch nicht vorgeschlagen. Wir hätten vorher mal darüber reden sollen. Ich weiß nicht, wer das bei Ihnen analysiert hat, aber das ist nicht unser Konzept. Wir kommen, wie gesagt, auf Preise, die unter 2 Cent/kWh liegen. Die Firma Voith, bei der wir für Turbinenpreise angefragt haben, das ist eine Traditionsfirma, die seit über hundert Jahren Turbinen baut, liefert die Turbinen mit 300 MW, das sind von der Größe her die günstigsten pro Leistung für einen Betrag von 150 Euro. Die Turbinen, die Sie im Kasseler Projekt einsetzen, sind Pleu-ger-Turbinen, davon brauchen Sie ca. 700 Stück, wie in der Masterarbeit nachzulesen ist. Da kostet eine kWh neunmal so viel. Das sind die Preisunterschiede, die es letztlich ausmachen.

In der kurzen Zeit kann man hier die Details nicht diskutieren, es ist aber auf jeden Fall Wert, es durch Experten untersuchen zu lassen. Es geht ja nicht darum, dass wir heute hier beschließen, dass das Kraftwerk gebaut wird, aber Sie haben hier eine unglaublich günstige Chance. Ich bin nicht der Experte, der das ganze Umfeld bewerten kann, aber auf jeden Fall sollten wir es von den wirklichen Experten bewerten lassen.

Wir machen Forschung immer an der Grenze des Risikos. Schauen Sie sich die Entwicklung der letzten hundert Jahre an: Wir haben alles hingekriegt, sogar Dinge, die man nie erwartet hätte. So ist das auch hier. Wir haben Faktoren, wir können das alles berechnen. Das Risiko, dass irgendetwas da passiert, ist faktisch auszuschließen. Ich sehe das ganz anders, als vielleicht ein Jurist das betrachtet. Ein Jurist muss von Berufs wegen immer Bedenken haben. Wir Naturwissenschaftler und Ingenieure haben

einfach Vertrauen in das, was wir können. Habe ich noch ein bisschen Zeit? Einen Punkt möchte ich noch sagen.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Ich war mit der Zeit schon sehr großzügig. Sie haben gleich noch ganz viel Gelegenheit für weitere Konkretisierungen, denn es kann ja immer weiter gefragt werden, solange wir Zeit haben. Ich würde auch noch gerne die anderen Angesprochenen zu Wort kommen lassen. Das sind jetzt Herr Kerlen und Herr Hlavka.

Jörg Kerlen (RWE Power): Herzlichen Dank, Herr Untrieser, für die Frage. Wir würden uns die Antwort gerne teilen. Herr Professor Schmidt-Böcking, wir haben uns sehr wohl das Konzept von Ihnen, das Sie uns im Vorfeld der Anhörung zugeschickt haben, angeschaut. Insofern sind wir nicht auf die Masterarbeit eingegangen, sondern auf das Konzept von einem Oberbecken in der Manheimer Bucht und einem Unterbecken mit Hohlkörpern unter Wasser.

Herr Untrieser, die Frage, die Sie uns gestellt haben, bezog sich auf die Wirtschaftlichkeit eines solchen Speichers im Vergleich. Die verschiedenen Speichertechnologien haben alle ihre Berechtigung. Bei den Pumpspeichern stellen wir fest, dass bestehende Pumpspeicher unter den gegebenen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen weiter wirtschaftlich betrieben werden können, aber schon da muss man bei jeder Revision hinschauen, ob es noch wirtschaftlich ist oder nicht. Denn Pumpspeicher finanzieren sich aus Preisdifferenzen am Strommarkt, und zwar zu Niedrigpreisen wird eingespeist, das ist heute üblicherweise die Mittagsspitze, und zu hohen Preisen wird ausgespeist, das ist üblicherweise die Morgen- oder die Abendstunde, wenn der Strombedarf noch hoch ist, gleichzeitig aber die Solareinspeisung nicht mehr zur Verfügung steht oder der Wind abflaut.

Bei neuen Speichern schauen wir uns sehr wohl an, welche Energien am Markt verfügbar sind. Aktuell ist die Technologie der Wahl gerade auch nach dem Verfall der Preise Batterien. Sie wissen, wir haben große Batterieprojekte in Vorbereitung. Wir stehen kurz vor der Inbetriebnahme eines Großspeichers an den Standorten Neurath und Hamm, die miteinander verbunden sind. Das ist aus unserer Sicht unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreibbar und umsetzbar.

Bei der Speichertechnologie, die hier zur Rede steht, sind viele Aspekte in der Betrachtung noch gar nicht berücksichtigt bzw. noch nicht zu den tatsächlichen Kosten berücksichtigt. Das fängt damit an, Herr Hlavka hat es gerade schon erläutert, dass noch 15 Jahre Haltebetrieb zu finanzieren wäre, also Wasserhaltung, um den Tagebau trocken zu halten, was add-on kommt. Diese Kosten liegen im dreistelligen Millionenbereich pro Jahr, die zusätzlich als Kosten für den Pumpspeicher mit zu Buche schlagen.

Jiri Hlavka (RWE Power): Ich möchte jetzt übernehmen, da wir uns Ihr Konzept hier parallel hingelegt haben. Ich kann jetzt keine Euro pro kWh ausrechnen, das fände ich unseriös, weil wir doch mit dem dicken Daumen da herangegangen sind. Wir haben jedoch vier Bereiche identifiziert, auf die man genauer hinschauen sollte.

Das Erste wären die veränderten Eingangsparameter. Sie haben es eben schon angesprochen. Statt der 240 Millionen cbm sind es nachher 50 Millionen cbm, die man als anrechenbare Wassermenge in der Manheimer Bucht unterbringen kann.

Bei der Fallhöhe sind wir nicht weit auseinander, aber knapp 50 bis 55 Meter Unterschied machen bei der Betrachtung doch schon viel aus. Das heißt, wir haben dann auch mit unseren Eingangsparametern weiter gerechnet.

Bei den Baukosten für den Beton sind wir nicht weit auseinander. Da haben wir Plausibilitätsrechnungen durchgeführt. Das passt in etwa. Bei den Herstellkosten ist jedoch die Herstellung des Damms zu betrachten. Wir brauchen zwischen dem Oberbecken Manheimer Bucht und dem später entstehenden See noch einen Damm, der nicht aus dem Material des Tagebaus gewonnen werden kann, weil hier die Massenbilanz ausgeglichen ist, sodass wir hier von einem festen Bauwerk ausgehen. Dann ist dieser Dimensionsunterschied, den ich durch die Eingangsparameter beschrieben habe, doch entscheidend. Sie haben dieses Bauwerk und den See nachher pauschal auf die 240 Kavernen umgerechnet. Die Kosten hierfür bleiben aber als Fixkosten stehen, weil die Manheimer Bucht als Ganzes ausgebaut werden muss.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Verbindung zwischen dem Ober- und dem Unterbecken. Wir haben das einmal gegengerechnet. Bei 240 Millionen cbm, das ist ungefähr die Befüllmenge des Tagebausees Hambach, die wir im Jahr vom Rhein herüberfahren, wären das umgerechnet 1.100 2-Meter-Leitungen, die wir vom Oberbecken in das Unterbecken fahren müssten. Bei der kleineren Variante wären das immer noch 240 Leitungen, die wir herunterleiten müssten. Den dritten Aspekt hat Herr Kerlen gerade schon angesprochen. Das ist der Haltebetrieb, der nicht unerheblich ist, über 15,20 Jahre, was anzusetzen wäre.

Zum Abschluss noch eine Zahl, wir haben es gegengerechnet: Wenn wir das volle Wasservolumen von 50 Millionen cbm verwenden könnten, würden wir ungefähr nach 30 bis 35 Jahren in eine Amortisation der Anlage kommen. Wenn man aber wahrscheinlich eher nur die Hälfte des Wasservolumens benutzt, bin ich bei 70 Jahren und damit fast am Ende der Nutzungsdauer von Pumpen für diese Betonkavernen, wie es in Ihrem Konzept beschrieben ist, bzw. das Fraunhofer Institut inzwischen vor der Kalifornischen Küste getestet hat.

Simon Müller (Agora Energiewende [per Video zugeschaltet]): Vielen Dank für die Einladung und für die Möglichkeit, mich hier zu äußern. An mich wurde die Frage in Bezug auf die Relevanz des Ortes des Speichers, also die Nähe zur Erzeugung gestellt.

Ich will mich zu zwei Punkten in dieser Runde äußern, und zwar einmal genau zu dieser Frage und dann einen Schritt zurückgehen und ein Stück weit beleuchten, was als wichtigster Baustein für die erfolgreiche Dekarbonisierung fehlt. Denn das ist das, was durch dieses Konzept bezweckt wird.

Die Ausführungen, die ich jetzt mache, basieren zum einen auf der analytischen Arbeit, die wir bei Agora Energiewende machen, zum Teil geht es aber auch auf meine Tätigkeit bei der Internationalen Energieagentur zurück, bei der ich über eine ganze Reihe

von Jahren die Arbeit zu Systemen von Marktintegration erneuerbarer Energien ganz maßgeblich mit aufgebaut habe.

Zunächst zur Frage der Nähe der Erzeugung. Ich möchte festhalten: Die Wirtschaftlichkeit eines Speichers hängt ganz wesentlich von der Anzahl der Speicherzyklen ab. Wenn ich einen Speicher jeden Tag be- und entlade, ist er automatisch 365 Mal günstiger als ein Speicher, den ich nur einmal pro Jahr lade und entlade. Das hat zur Folge, dass vor allen Dingen die Solarenergie sehr gut zu Speichern passt, weil sie dieses Tagesprofil hat. Das sieht man auch international an den Märkten, dass vor allen Dingen Batterien mit Photovoltaik kombiniert werden.

Es gibt natürlich auch Regionen, wo die Windenergie eine wichtige Rolle spielt. Beim Wind ist es eher so, dass die Zeitdauer von Tiefdruckgebieten mehrere Tage lang ist, wo man einen sehr hohen Erzeugungsanteil hat. Wenn eine Reihe anderer Faktoren ins Spiel kommt, beispielsweise eine sehr gute Geografie, wo man einen oberen Speicher und ein unteres Reservoir hat, wie beispielsweise in Schottland mit sehr viel Windenergie, dann kann es sich aktuell im Marktumfeld lohnen, ein Pumpspeicherkraftwerk zu bauen, weil man den Speicher größer auslegen kann als eine Batterie. Eine Batterie hat aktuell typischerweise vier Stunden Speicherdauer.

Der Witz dabei ist aber, dass auch hier die Anzahl der Zyklen sehr wichtig ist. Vor allem muss ich es ja schaffen, die Erzeugungsspitzen beim Wind abzugreifen. Wenn wir das auf das deutsche Stromsystem übertragen, stellen wir fest, dass sich Nordrhein-Westfalen eher südlich der strukturellen Netzengpässe zwischen Norddeutschland mit sehr viel Wind und Süddeutschland mit einem Nachfrageüberhang im Vergleich zur Erneuerbaren Erzeugung befindet. Der Ort des Speichers ist aus systemischer Sicht eigentlich nicht ideal. Das ist ein erster Punkt, den es festzuhalten gilt.

Es geht dann natürlich darum, wie der Speicher betrieben wird, ob er Netzengpässe verschärft oder nicht. Aber ganz wesentlich ist, dem Speicher werden zwangsläufig eine ganze Reihe von Erzeugungsspitzen entgehen, weil das Netz nicht ausreichend ist, diese komplett durchzureichen.

Zweiter Punkt zur Frage „Was fehlt eigentlich für eine erfolgreiche Dekarbonisierung?“. Es gibt bei der IA ein konzeptionelles Gerüst unterschiedlicher Phasen der Transformation von Stromsystemen. Deutschland ist momentan dabei, von der vierten Phase, wo es vor allem auch um die Stabilität des Stromsystems geht von Zeiten hoher Erzeugung in die fünfte Phase überzutreten, die dadurch charakterisiert ist, dass wir Zeiten haben, in denen wir sehr, sehr viel erneuerbaren Strom zur Verfügung haben – das sehen wir an den sehr niedrigen Marktpreisen –, und wo die Aufgabe darin besteht, diesen Strom ökonomisch sinnvoll zu nutzen. Da gibt es eine ganze Reihe von Möglichkeiten, die es eben nicht erfordern, dass man für einen Speicher extra Geld ausgibt.

Man kann beispielsweise Speicher nutzen, die ohnehin da sind, beispielsweise Elektroautos, es ist aber auch möglich, durch geringe Kapitalinvestitionen in Industrieanlagen die direkte Stromnutzung zu ermöglichen. Dafür muss man auch die Netzentgelte reformieren. Dann können wir aber den Strom direkt und sehr, sehr günstig einsetzen, um sofort Energieträger zu ersetzen.

Das heißt, in den kommenden Jahren wird es vor allen Dingen darum gehen, dass wir in den Zeiten, in denen viel erneuerbarer Strom günstig zur Verfügung steht, den zum Einsatz bringen. Da gibt es viele Anwendungen, die man direkt einsetzen kann.

Letzter Punkt: Der Endgegner auf dem Weg zum komplett klimaneutralen Stromsystem ist der saisonale Ausgleich, die langfristige Speicherung. Auf dieser Zeitskala leistet auch ein Pumpspeicherkraftwerk nur einen sehr, sehr geringen Beitrag. Dafür brauchen wir chemische Energiespeicher wie beispielsweise Wasserstoff.

Sebastian Heinermann (Initiative Energien Speichern [per Video zugeschaltet]):

Vielen Dank, Herr Brockes für die Frage. Ich kann perfekt an das anschließen, was Herr Müller gerade ausgeführt hat. Herr Brockes, Sie hatten nach den Wasserstoffspeichern gefragt. Was gibt es da, was braucht es da? In welchem Zusammenhang steht das mit dem Stromspeichersee?

Wichtig ist zunächst, dass wir durchaus im Rahmen der Energiewende, die Herausforderungen haben werden, was Herr Müller auch gerade beschrieben hat, dass wir eine hohe PV-Stromproduktion im Sommer haben, die dann auf einen hohen Verbrauch im Winter treffen wird, vor allem wenn der Wärmemarkt mit Wärmepumpen elektrifiziert wird. Es wird neben einer Volatilität und deren Ausgleich untertäglich oder zwischen verschiedenen Tagen um die saisonale Speicherfrage gehen. Da sprechen wir nicht von Gigawattstunden, sondern von einer Speicherklasse, die ganze Terrawattstunden aufnehmen und im Winter wieder abgeben kann. Dafür eignen sich tatsächlich die Untergrundspeicher, die heute für Gas genutzt werden, die umgestellt oder neugebaut werden können und künftig Wasserstoff aufnehmen können, der aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse produziert worden ist, hervorragend.

Da gibt es auch schon umfangreiche Analysen und Abschätzungen, was die Bedarfe zukünftig sein werden. Ich glaube, die prominenteste Abschätzung sind die Szenarien, die das Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt hat, die sogenannten Langfristszenarien, die uns sagen, dass bis 2045, das heißt bis zur Umsetzung der Energiewende tatsächlich ein Wasserstoffspeicherbedarf von 76 bis 80 Terrawattstunden erforderlich sein wird.

Jetzt ist es so, dass wir uns als Verband, der die Betreiber dieser Speicher vertritt, auf den Weg gemacht und überlegt haben, was es an Investitionen in diesem Bereich bedarf, um diese umfangreiche Speicherinfrastruktur aufzubauen. Da kommen wir in etwa auf einen Bereich zwischen 50 bis 60 Milliarden Euro, um diesen Umfang an Speicherkapazitäten zu entwickeln.

Nehmen wir mal einen Vergleich vor: Ich habe dem Antrag entnehmen können, dass wir 55 Milliarden Euro an Investitionen benötigen, um die 0,45 TWh im Stromspeichersee zu entwickeln, dann merkt man relativ schnell, dass der Stromspeichersee, wenn wir über das Thema der Arbeit und der Verschiebbarkeit in einen saisonalen Zeithorizont sprechen, kein wirkliches Substitut für die Wasserstoffspeicherung sein kann. Da ist es sicherlich sinnvoll, auf den Wasserstoffspeicher zu setzen.

Robert Jungnischke (Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit): Ich wurde gefragt, ob das Ganze bezahlbar ist. Vorab möchte ich daran erinnern: Die Energiewende sollte nicht mehr kosten als ein Bällchen Eis pro Haushalt. Wir haben aber bis 2021 je nach unterschiedlichen Quellen zwischen 500 Milliarden und einer Billion Euro dafür ausgegeben.

Ansonsten möchte ich daran erinnern: Wir haben die höchsten Stromkosten in Europa und fast die höchsten Stromkosten weltweit. So günstig scheint das Ganze nicht zu sein.

Wenn wir davon ausgehen, dass dieser Speichersee gewollt ist, dann bedeutet das auch, dass alle anderen Rahmenbedingungen für die Energiewende weiterhin verfolgt werden. Das wäre der Netzausbau, das ist der komplette Ausbau der Städtetze, immerhin eine Million Kilometer Netz. Wir haben weiter steigende Redispatch-Kosten, die 2022 bei 4 Milliarden Euro lagen und 2023 bei über 6 Milliarden sein.

Wir brauchen einen Schattenkraftwerkspark mit sogenannten Gaskraftwerken zwischen 80 und 100 Stück, die immer dann einspringen, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Die Frage der Bezahlbarkeit ist für mich mit sehr großen Fragezeichen versehen.

Ich möchte noch einmal daran erinnern, dass wir hier über einen Speicher sprechen, der nicht planbar gefüllt werden kann, weil Energie aus Wind und Sonne nicht planbar verfügbar ist.

Zu guter Letzt, und damit schließe ich dann auch: Der Großflughafen Berlin/Brandenburg ist deutlich teurer geworden als geplant genauso wie Stuttgart 21 und auch die Elbphilharmonie. Wieso sollte es bei einem solchen innovativen Großprojekt anders sein?

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Dann leite ich über zur dritten Fragerunde. Die SPD-Fraktion zuerst.

André Stinka (SPD): Die Frage geht auch noch einmal an Horst Schmidt-Böcking. Wir sprechen hier über die Überlegung einer Machbarkeitsstudie. Wir wollen besonders auf das Rheinische Revier und die Arbeitsplatzentwicklung hinweisen. Die Frage: Welche Chancen ergeben sich aus Ihrer Sicht für die industrielle wie für die Arbeitsplatzentwicklung in Nordrhein-Westfalen durch einen solchen regionalen Anker wie eine Rheinlandbatterie?

Dr. Patricia Peill (CDU): Meine Frage geht auch an Herrn Schmidt-Böcking. Ich komme aus dem Kreis Düren aus dem Rheinischen Revier, und wir haben gestern Abend schon miteinander gesprochen. Ein so riesiger Betonbau ist für uns im Rheinischen Revier natürlich ein Thema. Wir wollen in eine Nachhaltigkeit gehen, wir sind Modellregion für Bio-Ökonomie, wir haben einen wirklich großen Drang eine blau-grüne Infrastruktur für die Region zu schaffen, weil wir solange diese Energieregion waren, sodass wir diese jetzt nachhaltiger, auch optisch gestalten wollen.

Wie viel Beton wird für diese Kavernen im kleinen wie im großen Modell und für das Becken plus der Staumauer in der Manheimer Bucht gebraucht?

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Unsere dritte Frage richtet sich an Herrn Dr. Schnaars. Das vorgeschlagene und hier diskutierte Projekt würde am Strommarkt vor allem mit Batteriegroßspeichern konkurrieren. Vor dem Hintergrund würde uns Ihre Einschätzung interessieren, mit welcher Kostendegression bei Batteriegroßspeichern und mit welchem Zubauvolumen wir in etwa bis zum Jahr 2030 aus Ihrer Sicht rechnen könnten?

Dietmar Brockes (FDP): Ich möchte Herrn Gassner noch einmal ansprechen. Wir haben jetzt mehr Klarheit bei den Kernnetzplanungen beim Wasserstoff. Unsicherheiten bestehen aber, was die Verteilnetzinfrastuktur inklusive Wasserstoffspeicher angeht. Könnten Sie kurz darstellen, wo es gerade bei dem Hochlauf von Wasserstoffspeichern für die Energiewirtschaft noch regulatorische Hemmnisse gibt?

Prof. Dr. Daniel Zerbin (AfD): Wir haben eine Frage an Herrn Jungnischke von der Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit e.V. Sie haben gerade schon etwas zur Bezahlbarkeit gesagt. Unsere Frage bezieht jetzt auf das Projekt. Kann die Wirtschaftlichkeit Kosten zu Nutzen heute abgeschätzt werden?

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Danke für die Fragen. Wir starten nun wieder in die Antwortrunde, jetzt mit der Besonderheit, dass Herr Professor Dr. Schmidt-Böcking zweimal angesprochen wurde. Sie können gerne auf beide Fragen im Zusammenhang antworten. Es ging um die Rheinlandbatterie und die Frage nach dem Beton von der CDU.

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking (Goethe-Universität Frankfurt): Das Rheinische Revier hat eine fantastische Infrastruktur und Netzstruktur – es ist alles vorhanden –, indem ungefähr im Jahr 20 bis 30 Milliarden kWh mit einer maximalen Leistung von etwas über 10 GW verteilt werden. Das ist alles da, da braucht nichts investiert zu werden, und es kann auch noch über viele Generationen weiterarbeiten.

Die Frage ist: Wie kann man jetzt die Energie einsammeln, die im Moment verloren geht, weil Photovoltaik und Windräder jeden Tag bei Überschüssen abgeschaltet werden müssen? Das Ministerium in Berlin gibt jedes Jahr ungefähr 15 Milliarden Euro an Kosten für Energie, die einfach verloren geht, aus. Ich habe mir die Mühe gemacht und habe vom Jahr 2023, also vom letzten Jahr, alle Produktions- und Nutzerdaten – nach Stunden aufgelistet – analysiert. Diese Daten kann man abrufen. Wenn man das macht, sieht man, dass wir ungefähr an 300 Tagen im Jahr, davon circa 250 Tage im Sommer, Stromüberschüsse haben. Das sind Überschüsse, die wir tagsüber durch die Sonne haben, aber auch im Winter haben wir Tags- oder Nachtüberschüsse durch Wind. Man hat also ungefähr an 300 Tagen den Bedarf, Energie zu speichern, weil man sie momentan nicht nutzen kann. Diese Speicher, die Wasserpumpspeicherwerke, sind typische Speicher für bis zu zwei Tage, um Kurzzeitschwankungen wegzupuffern.

Für die Langzeitspeicherung, das habe ich eben schon angedeutet, sind die Wasserpumpspeicherwerke nützlich, weil sie 24 Stunden am Tag die Elektrolyseanlagen füttern können.

Noch etwas zu der Infrastruktur um den grünen Wasserstoff. Bei dem gesamten Prozess von der Elektrolyse je nachdem, wenn Sie das aus Marokko holen, bei den Verflüssigungsanlagen, den chemischen Anlagen, um das umzuwandeln und nach Europa zu transportieren, für die Leitungen in die Kavernen und dann nachher bei den Gaskraftwerken für die Rückverstromung haben Sie einen Verlust von fast 90 %. Darüber wurde jetzt nicht gesprochen, aber diese Faktoren machen die Gaswirtschaft viel zu teuer. Im Grunde genommen sollte man den Wasserstoff für die Chemie, für die Stahlindustrie bei Thyssen verwenden, aber nicht in die Rückverstromung geben, weil das sehr teure Investitionen sind und hohe Verluste mit sich bringen.

Jetzt war da noch die Frage nach dem Beton. Das hängt von der Größe der zu bauenden Kavernen ab. Eine Glocke, das ist jetzt ein Vorschlag der Fachhochschule Mainz, würde ungefähr 300.000 cbm Beton benötigen. Wenn ich 100 habe, dann kann ich ausrechnen, dann komme ich ungefähr auf 30 Millionen Tonnen Beton. Das ist eine große Menge, aber das ist viel weniger als der Assuan-Damm, den HOCHTIEF in den 60er Jahren gebaut hat. Wenn man mit HOCHTIEF oder mit dem Verband der deutschen Zementwerke redet, dann ist das für die eine willkommene Aufgabe, im Grunde genommen Peanuts. Das ist kein großes Problem. Das sind über fünf Jahre Bauzeit gerechnet wohl 15 % der deutschen Zementindustrie, aber wir haben einen Einbruch in der Bauindustrie, die sich sehr darüber freuen würde. Es sind Mengen, die bei den Fachleuten keinen Schrecken hervorrufen.

Noch zu der Frage nach den Arbeitsplätzen. Je nachdem, wie groß der Speicher ist, würden Sie hier auch die Grundlast liefern, sodass die Firmen verlässlich darauf zurückgreifen können, dass Sie jederzeit, auch hier in Nordrhein-Westfalen, Energie zur Verfügung haben. Für die großen Energieverbraucher wie zum Beispiel Thyssen oder die Papierindustrie ist es ganz wichtig, dass sie zu jeder Sekunde preiswerte, bezahlbare Energie zur Verfügung haben, wie im Ausland für 5 oder 7 Cent und nicht 20 Cent oder teurer.

Auch für die Arbeitsplätze für die nächste Generation wäre ein solche Speichermöglichkeit wichtig. Die Betonbauer sagen, sie produzieren jetzt „Römischen Beton“, also mit römischen Lebenszeiten. Wir reden über Hunderte von Jahren, die diese neuen Betonkörper aushalten sollen. Es werden Investitionen, die viele Generationen nach uns noch nutzen können. Das sind alles Faktoren, die man bedenken sollte.

Dr. Philip Schnaars (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln):
Ich wurde nach dem Kapazitätszubau von Batteriespeichern bis zum Jahr 2030 gefragt. Das hängt im starken Maße von den Erlöspotenzialen ab, die Batteriespeicher auf dem Strommarkt bis dahin erzielen können, im Wesentlichen wie viele Erneuerbare gegenüber heute noch hinzugebaut werden und wie sich diese erneuerbaren Energien verhalten. Im Moment wird diskutiert, das ist im EEG schon festgeschrieben, Förderzahlungen wegen negativer Preise auszusetzen. Das hat natürlich auf die Einspeisestrukturen Auswirkungen und damit auch auf die Erlöspotenziale, die Batteriespeicher

haben können. Ganz wesentlich hat dies natürlich auch Auswirkungen auf die Entwicklung der Nachfrageseite: Wie viel Elektromobilität, wie viele Wärmepumpen sind bis 2030 da, und wie verhalten die sich untertäglich?

Genauso schwierig zu prognostizieren ist, wie viele Batterien hereinkommen und ob sie sich gegenseitig die Erlöspotenziale kannibalisieren. Es gibt abnehmende Investitionsneigungen für Batteriespeicher mit zunehmenden Kapazitäten, die in diesem Bereich schon vorhanden sind.

In einem aktuellen Gutachten für die Übertragungsnetzbetreiber gehen wir von ungefähr 12 GW in 2030 aus, in einem anderen Gutachten für 2030 von etwa 6 GW. Das hängt von unterschiedlichen Rahmenbedingungen ab, die angenommen wurden. Die Spanne ist recht groß. Heute haben wir etwas über ein Gigawatt installiert. Das heißt, die Kapazitäten würden rapide zunehmen, die Spanne ist sehr groß, genauso wie die Prognoseunsicherheit.

Zu der Kostendegression, die zu erwarten ist: Herr Kerlen hat ja schon ausgeführt, dass Batteriespeicher in der Vergangenheit eine massive Kostenreduktion erfahren haben und heute eine der wirtschaftlichsten Speichertechnologien sind. Mit zunehmendem Ausbau sind weitere Skalen- und Lerneffekte zu erwarten.

Holger Gassner (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Landesgruppe Nordrhein-Westfalen): Herr Brockes, Sie fragten nach den Unsicherheiten insbesondere im Verteilnetz in Abgrenzung zum Kernnetz bei Wasserstoff, insbesondere aber zu den Hemmnissen bei Wasserstoffspeichern im Hochlauf. In der Tat, wir haben noch keine Regulierung für das Verteilnetz vorliegen und somit auch noch keine Finanzierungsansätze. Vorstellbar war, wenn entsprechend hohe Nachfrage da ist, dass Verteilnetze umgewidmet werden können. Ähnliches ist auch bei den Übertragungsleitungen der Fall, die teilweise auch neugebaut werden. Da hängt es an der Anzahl der Nutzer und noch ein bisschen an der Regulierung. Die EU macht derzeit noch Vorgaben wegen des Unbundlings, dass ein Gasnetzbetreiber nicht auch Wasserstoffnetze betreiben soll. Daher ist die regulatorische Unsicherheit da noch relativ hoch neben den finanziellen Unsicherheiten, die sich daraus ergeben.

Bei den Wasserstoffspeichern ergeben sich zwei Sachen. Eine kommt jetzt aus der direkten Umsetzung des EU-Gas- bzw. Wasserstoffpakets, wo zwingend vorgeschrieben wird, dass ein Wasserstoffspeicher reguliert zu bewirtschaften ist. Unsere Forderung an die Bundespolitik ist, dort schnellstmöglich Klarheit zu schaffen, wie eine solche Regulierung aussehen kann.

Viele Gasspeicher sind aber damals integriert gebaut und geplant worden. Zu dem Zeitpunkt waren die meisten Energieversorgungsunternehmen noch als Verbundunternehmen integriert, und es gab langfristige Liefer- als auch Abnahmeverträge beim Erdgas, und aus der „Quersubventionierung“ betriebsintern konnten dann Investitionen in die Speicher gestartet werden. Durch das Unbundling und die einzelne Betrachtung jetzt auf einen Speicher wird es insbesondere beim Hochlauf klar, dass, wenn ich einen neuen Wasserstoffspeicher und einen Kunden daran habe, der dann eigentlich

die ganze Finanzierung dafür tragen müsste. Das war eine ähnliche Diskussion beim Kernnetz.

Wir haben jüngst dazu, das passt eigentlich ganz gut, als BDEW eine Studie in Auftrag gegeben, wie denn Finanzierungsunterstützungen für den Speicherhochlauf gewährleistet werden können. Ich verweise gerne darauf, möchte jedoch nicht auf die einzelnen Ergebnisse eingehen, weil es unterschiedliche Modelle gibt. Man wird sicherlich eine finanzielle Unterstützung brauchen, ähnlich wie beim Kernnetz, gegebenenfalls eine Kombination aus Differenzverträgen zu einem möglich erlösbaren Marktpreis plus einem Investitionskonto, damit finanzielle Anreize geschaffen werden, um in diese notwendige Speicherstruktur zu investieren.

Kurz zusammengefasst: Klarstellung des regulatorischen Rahmens auf Bundesebene, wie die EU-Vorgaben zu einem regulären Speicherzugang umzusetzen sind. Das Zweite ist: Schaffung eines Finanzierungsanreizes, der Teil dieser Regulierung sein kann, damit auch Investitionen abgesichert sind.

Robert Jungnischke (Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit): Ich wurde nach der Wirtschaftlichkeit gefragt. Wir kamen von einer Energieversorgung, die planbar war, weil wir Kraftwerke hatten, die jederzeit den gewünschten Bedarf erzeugen konnten. Damit hatten wir die Seite, die den Strom herstellt, planbar, und wir hatten auch die Verbraucherseite planbar. Wir hatten wenig Fluktuation. Wir wussten, wann Spitzen waren und wann ein Speicher gefüllt und wann er geleert werden kann.

Diese Situation ändert sich aber zunehmend, da die planbar produzierenden Kraftwerke alle abgeschaltet werden. Das ist Punkt 1.

Punkt 2: Wir reden hier von einem Projekt, das frühestens 2050 realisiert wird, wahrscheinlich eher noch später, wo wir gar nicht wissen, wie die Rahmenbedingungen sind. Wir wissen nicht, wie der Ausbau ist, wir wissen auch nicht, ob die Deindustrialisierung so weiter geht, das heißt, wie viel Strombedarf wir wirklich haben. Wir wissen damit auch nicht, wie viel Bedarf an Speichern wir haben werden, wir wissen auch nicht, welche Kraftwerksstrukturen wir haben werden. Gibt es den Schattenkraftwerkspark, dann brauchen wir weniger Speicher, gibt es ihn nicht, dann macht ein Speicher mehr Sinn. All diese Dinge sind mit sehr großen Fragezeichen versehen.

Dazu kommt noch, dass es hier um ein Pilotprojekt geht, das in diesen Größenordnungen noch nie gebaut wurde. Ich verweise auf meine Aussagen von eben, dass dann in der Regel auch die Kosten explodieren.

Die Antwort auf die Frage: Heute kann nach meiner Einschätzung die Wirtschaftlichkeit überhaupt nicht abgeschätzt werden.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Dann starten wir in die vierte Runde. – Für die SPD-Fraktion hat Herr Stinka nun das Wort.

André Stinka (SPD): Wir wollen noch einmal auf die Vorteile eines Standortes im Tagebau Restsee eingehen. Deswegen meine Fragen an Horst Schmidt-Böcking. Können

Sie bitte noch einmal erläutern, welche ähnlichen Konzepte es national wie international gibt, damit man die Praxistauglichkeit dieser Speichertechnologie deutlich macht?

Dr. Patricia Peill (CDU): Meine Frage geht an RWE Power. Ich möchte das aufnehmen, was gerade zur Gebirgsmechanik oder zur bergbautechnischen Seite gesagt wurde. Wie sieht es aus mit der Verankerung dieser Kavernen unten im Boden? Wie ist der Boden gestaltet? Wird das gut oder schlecht funktionieren? Was würde dafür benötigt?

Dann habe ich noch eine Frage zu der Staumauer und dem riesigen Becken bei der Manheimer Bucht. Was bedeutet das ökologisch für die Böschung und für den gesamten Tagebau?

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Unsere vierte Frage richtet sich an Herrn Müller. Sie legen die unterschiedlichsten Elemente zur Flexibilisierung des Stromsystems in Ihrer Stellungnahme dar. Pumpspeicher bleiben in den Szenarien eine stagnierende Größe, während die meisten anderen Optionen stark an Relevanz gewinnen. Vor diesem Hintergrund meine Frage: Was ist Ihre Prognose? Würden Heimspeicher, Batteriegroßspeicher und die Akkus von Elektroautos überhaupt eine ökonomische Lücke für einen solchen Speicher lassen bzw. wie groß schätzen Sie eine solche ökonomische Lücke ein?

Dietmar Brockes (FDP): Ich möchte gerne Herrn Heineremann zum Thema Wasserstoffspeicher fragen. Welche Planungs- und Genehmigungszeiten fallen derzeit für die Umwidmung und für den Neubau in der Regel an? Wie wird seitens der Branche aktuell investiert? Was bräuchten die Unternehmen, um mehr Planungssicherheit zu haben?

Prof. Dr. Daniel Zerbin (AfD): Wir haben noch einmal eine Frage an Herrn Jungnischke von der Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit e.V. Angeblich sollen mit dem Bau dieses Speichers Netzkosten gespart werden, allerdings sind die Stromerzeuger zukünftig nicht mehr im Tagebau, sondern stehen als Windräder im Norden oder als PV-Anlage im Süden. Um den Strom speichern zu können, braucht es eine dicke Leitung beispielsweise von der Nordsee, um den zu speichernden Strom zu transportieren.

Wie beurteilen Sie aufgrund dieser Tatsache den Punkt „Netzkosten und Netzausbau“? Inwieweit wird das Projekt da einen entscheidenden Kostenvorteil bieten können?

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking (Goethe-Universität Frankfurt): Wo könnte in Deutschland noch ein Wasserpumpspeicherwerk errichtet werden? Es gab zwei Versuche in der Eifel und im Schwarzwald. Die beiden Projekte sind fast fertig in der Planung gescheitert, weil die Menschen in der Gegend das nicht haben wollten. Sonst in deutschen Mittelgebirgen wie Goldisthal, da konnte man damals noch die Bergkuppe abtragen und hat oben auf dem Berg einen See mit 13 Millionen cbm Fassungsvermögen neu erstellt. Das war noch in DDR-Zeiten und wurde dann 2004 vollendet. Das wurde noch genehmigt. Aber heute ist es praktisch unmöglich, in Mittelgebirgen vor

allen Dingen bei einem Ausbaufaktor 10 ein Wasserpumpspeicherwerk überhaupt in Planung zu stellen.

Hier im Tagebau ist natürlich zufälligerweise diese Höhendifferenz durch den Tagebau gegeben: über 400 Meter nutzbar eventuell 350 Meter, die Sie ausgerechnet haben. Aber das sind immer noch 50 Meter mehr als Goldisthal. Diese Höhendifferenzen sind, wie sich das hier entwickelt hat, vorhanden. Das Einzige, was man neu machen muss, ist, die Oberbecken zu errichten. Das andere würde man nachher, wenn geflutet ist, nicht sehen. Im Grunde genommen, wenn man auch an Garzweiler denkt, was genauso in Betracht gezogen werden könnte, könnte man extrem große Speicherkapazitäten, also Pumpspeicherwerke, errichten.

Die Bemühungen an anderen Orten: In der Vergangenheit hat HOCHTIEF versucht, in der Norwegischen Rinne im Meer ein solches Werk bei Norwegen zu errichten. Das ist durch Corona gescheitert. Das war schon sehr weit fortgeschritten.

Im Moment gibt es eben Bemühungen in der Nähe von Los Angeles. Die Gelder sind genehmigt, das wird in Kürze losgehen. Es ist aber erst mal ein kleiner Typ. Ein zweiter, größerer Typ ist schon beantragt.

Natürlich sind Meere, Mittelmeer, Biskaya – wenn man an die Meere denkt: unten im Meer sind die hohen Drucke vorhanden – ideale Plätze, um solche Anlagen zu bauen. Aber das wird noch Zeit brauchen. Dazu brauchen wir vielleicht auch eine europäische Strategie.

Das sind die Entwicklungen, die mir bekannt sind, über die ich berichten kann. Für mich sind die Braunkohlelöcher hier quasi eine Art Gottesgeschenk, sodass man die schmutzigen Braunkohletagebaue in Geburtsstätten für erneuerbare Energien umwandeln kann.

Jörg Kerlen (RWE Power): Ein wenig zu den gebirgsmechanischen Erekten. Herr Professor Schmitz-Böcking, Sie haben zu Recht angesprochen: Was braucht es für Pumpspeicher? Es braucht vor allen Dingen für Pumpspeicher die geologischen Voraussetzungen, also eine hohe Fallhöhe oder eine angemessene Fallhöhe.

Wenn man sich anschaut, welche Pumpspeicher wir haben, sind das Fallhöhen zwischen 150 und 300, 400 Metern. Von daher wäre der Tagebau grundsätzlich dafür passend. Was die vorhandenen Pumpspeicher aber auch haben: Sie sind alle nicht im Lockergestein gebaut. Sie sind alle in festen Gesteinen gebaut. Unser Pumpspeicherkraftwerk in Herdecke ist auf dem festen Gestein der Ruhrhöhe gebaut. Das Kraftwerk im Schwarzwald, was Sie angesprochen haben – ich war zufälligerweise selbst daran beteiligt – liegt auch im Festgestein, also eben nicht im Lockergestein eines Tagebaus, wie wir das auf der Erftscholle im Bereich des Tagebaus Hambach vorfinden.

Das heißt, Sie müssen erhebliche Maßnahmen treffen, um den entsprechenden Boden zu gründen und zu befestigen. Das fängt beispielsweise bei der Manheimer Bucht an, Herr Hlavka geht gleich auf das Thema der Kugeln selber ein. Wenn Sie in der Manheimer Bucht das Oberbecken gestalten wollen, müssen Sie aufgrund der Wasserbewegung und des Wellenschlags das Becken komplett betonieren. Das heißt aber, Sie müssen auf einer Tiefe von 34 Metern Beton auslegen und die entsprechenden Drücke

von der Seite abfangen. Das Grundwasser drückt, wenn Sie irgendwann mit der Sumpfung aufhören wollen, auf diese große Betonschale. Im Ergebnis bedeutet das, dass Sie in so einem Lockergestein permanent nacharbeiten müssen.

So eine Situation haben Sie in klassischen Pumpspeicherwerken, wo das Oberbecken oben auf dem Berg liegt, eben nicht. Da haben Sie kein drückendes Grundwasser von der Seite. Hier müssten Sie entsprechende Maßnahmen treffen.

Von den ökologischen Folgen eines solchen Oberbeckens, was gerade in der Zone des Hambacher Sees vorgesehen ist, wo wir Flachwasserbereiche haben, wo wir damit auch die Ökologie des Sees wesentlich beeinflussen wollen, wollen wir jetzt noch mal gar nicht sprechen.

Jiri Hlavka (RWE Power): Ich würde dann noch kurz auf die Besonderheit des Tagebaus Hambach eingehen. Das Lockergestein ist schon angesprochen worden, was grundsätzlich gebirgsmechanisch sehr herausfordernd im Rheinischen Revier ist, das gilt für alle drei Tagebaue. Die Besonderheit beim Tagebau Hambach ist noch, dass wir – ich mache es mal einfach – mit zwei verschiedenen Arten von Böden zu tun haben. Das ist einmal das standsichere Material, das ich nachher auch für den Böschungsaufbau verwenden kann, aber wir haben da eben auch Mischböden. Das heißt, die sind eher fließender Natur und für den Böschungsaufbau nicht geeignet.

Das ist auch der Grund, warum die Sophienhöhe in der sogenannten Polderbauweise aufgebaut worden ist. Das heißt: Wir bauen immer aus dem standsicheren Material einen Polder und füllen dieses fließende Material in diesen Polder ein. So wird nach und nach jede Schicht im Tagebau Hambach aufgebaut. Diese Konstruktion ist grundsätzlich nicht belastbar. Das heißt, die ganze Kippenseite im Tagebau Hambach wäre nachher nicht geeignet, die Kavernen aufzunehmen.

Gleiches gilt dann später auch für die Seeböschung, die wir noch erstellen würden. Wir haben zum einen die Randböschung in Richtung der Ortschaft Elsdorf. Dort werden wir diese Böschung noch abflachen und Material aufbringen, das nachher dazu geeignet ist, die Böschung standsicher zu halten. Grundsätzlich ist es aber noch eine Kippe. Über die nächsten 15 Jahre sind Gebäude in diesen Bereichen untersagt.

Jetzt kommt noch eine Besonderheit dazu: Mit Seebefüllung haben wir natürlich noch ein dynamisches System im Tagebau, sodass sich diese 15 Jahre Setzungsverhalten sicherlich noch in die Länge strecken werden. Gleiches gilt auch in Richtung Böschung vor dem Hambacher Forst. Auch die muss wieder abgeflacht werden; gleiche Ausführungen dann wie vor der Ortschaft Elsdorf.

So bleibt am Ende nur noch die Sohle des Tagebaus. Dort würde es grundsätzlich gehen. Jetzt haben wir aber mit Blick auf die Massenbilanz auch angefangen, dort unten einen Großpolder anzulegen. Heißt: Das gute Material möchten wir verwenden, um die Böschung herzustellen und nicht noch weiter die Manheimer Bucht ausdehnen zu müssen. Wir füllen bereits jetzt schon diesen Mischboden 2 in das Tagebautiefste ein. Das heißt, größere Flächen stehen nicht mehr zur Verfügung, und dieses Material ist, wie eben ausgeführt, nicht dazu geeignet, derart große Bauwerke aufzunehmen.

Das bedeutet: Ich muss auf darunterliegende Schichten wieder zurückgreifen. Dort liegt unter der Kohle noch eine Tonschicht, die mir aber den Tagebau von unten gegen drückendes Grundwasser nachher absichert.

Wenn ich diese Tonschicht durchbrechen würde – Thema Rückverankerung –, dann hätte ich den gleichen Effekt, wie Herr Kerlen gerade schon ausgeführt hat, dass ich dieses drückende Wasser irgendwann unter Kontrolle bringen muss. Das heißt, es ist gebirgsmechanisch herausfordernd. Wir haben das nicht durchdekliniert, aber da sind sicherlich noch weitere Kosten in der Gründung zu veranschlagen, die nicht unerheblich sind.

Simon Müller (Agora Energiewende [per Video zugeschaltet]): Ich möchte die Frage hinsichtlich der Rolle von kleineren, dezentralen Speichern, seien das Heimspeicher oder auch E-PKW beantworten. Agora Energiewende hat vergangenes Jahr dazu eine Studie vorgelegt, in der wir uns zusammen mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft angeschaut haben, welches Potenzial eigentlich E-PKW, Heimspeicher und Wärmepumpen für eine Lastverschiebung bieten. Wir haben festgestellt, dass bis 2035 die Hälfte des Haushaltsstrombedarfs so flexibilisiert werden kann, weil insbesondere E-PKW einen sehr hohen zusätzlichen Strombedarf für einen Haushalt darstellen und sie durchaus eine gewisse Flexibilität bieten, wann sie geladen werden. Dabei haben wir das Nutzungsverhalten berücksichtigt und dass man Präferenzen angeben kann, wenn man beispielsweise das Auto auf jeden Fall vollgeladen haben muss und natürlich auch, dass diese Dinge vollautomatisch passieren.

Diese 100 TWh entsprechen rund 10 % des gesamten Strombedarfs und sind eine durchaus signifikante Größe. Das mag zunächst einmal überraschen, dass das so ist, aber die Aussage ist: Es läppert sich eben doch, wenn ich sehr viele kleine Anlagen zusammenschalte. Das sieht man auch im Bereich der Photovoltaik, wo wir aktuell im Segment der Aufdachanlagen sehr, sehr hohe Gesamtzahlen haben, obwohl die Einzelanlage relativ klein ist.

Wenn man sich jetzt anschaut, wie viel des kurzfristigen Ausgleichspotenzials über diese Anlagen tatsächlich abgedeckt wird, also das Ausregeln, dann ist das ein ganz guter Indikator, wenn man sich anschaut, was eigentlich die regelbaren Kraftwerke machen. Man stellt fest, dass die deutlich stabiler laufen, weil in Dunkelflautenzeiten – oder insbesondere dann – die Heimspeicher und E-PKW diese kurzfristigen Fluktuationen ausgleichen.

Wir sehen gleichzeitig zusätzlich zu diesen Heimspeichern im Moment ein sehr hohes Marktpotenzial für Großbatteriespeicher. Das heißt, es ist zu erwarten, dass wesentliche Teile des Flexibilitätsbedarfs, der auch von Pumpspeicherkraftwerken gedeckt werden könnte, anderweitig zur Verfügung gestellt werden kann.

Noch einmal: Das wirklich Komplizierte und Teure ist der saisonale Ausgleich. Da haben wir aktuell nichts Besseres, würde ich sagen, als Wasserstoff. Die Frage ist, ob wir da noch etwas Besseres finden. Aber Pumpspeicherkraftwerke sind dazu nicht geeignet, weil sie eben für diese saisonale Speicherung zu teuer werden.

Ich möchte noch auf einen Punkt zur Entwicklung von Speichern eingehen. Es ist ganz interessant, wenn man sich den Aufbau der Pumpspeicherkapazitäten nicht nur in Deutschland, sondern weltweit anguckt: Das ging Hand in Hand mit dem Aufwuchs der Energieerzeugung aus Kernkraftwerken, einfach weil man aufgrund der geringen Brennstoffkosten ein Interesse daran hatte, den überschüssigen Strom in der Nacht auf den Tag zu verschieben.

Wir haben jetzt wieder eine Stromerzeugungstechnologie, die gewissermaßen sehr kapitalintensiv ist, aber immer günstiger wird. Das ist vor allen Dingen die Photovoltaik. Die entwickelt sich exponentiell. Die Ausbauzahlen, die wir international sehen, sind wirklich atemberaubend. Diese Technologie braucht als Komplement eine Speichertechnologie, um auch in den Abendstunden die Stromversorgung decken zu können. In Kalifornien konnte man in den letzten paar Jahre sehr eindrücklich sehen, dass zunächst die Gaskraftwerke abends sehr, sehr stark gelaufen sind, diese aber inzwischen von den Batteriespeichern abgelöst wurden.

Was meines Erachtens jetzt eintreten wird, ist: Wir hatten zunächst die Entwicklung von Batterien im Bereich der Notebooks und Handys, die gerade günstig genug waren für die E-PKW. Die E-PKW entwickeln jetzt eigene Batterietechnologien, die zu groß werden für das Handy, weil sie keine hinreichende Speicherdichte hätten, und wurden jetzt für die Autos optimiert. Durch diese Marktgängigkeit der Photovoltaik ist zu erwarten, dass sich die Batterien, die jetzt aufs Stromsystem optimiert sind – die sehen wir noch gar nicht am Markt –, immer stärker herausbilden und durchsetzen werden.

Das sind Technologien mit einem sehr hohen Innovationspotenzial, wohingegen das uns vorgeschlagene Konzept einem sehr klassischen, traditionellen Ansatz entspricht. Bei der Refinanzierung muss gerade auch der Einsatz von hohen Mengen an Zement, der natürlich auch bei der Zementherstellung unvermeidbar mit Emissionen einhergeht, berücksichtigt werden. Auch das gehört zu einer zeitgemäßen Einordnung der unterschiedlichen Optionen.

Sebastian Heinermann (Initiative Energien Speichern *[per Video zugeschaltet]*):

Herr Brockes hatte nach den Entwicklungszeiten und den Investitionstätigkeiten im Bereich Wasserstoffspeicher gefragt. Ich will noch mal bei dem Bedarf anfangen, den ich vorhin aufgegriffen hatte, und würde da noch mal auf die Wirtschaftlichkeitsdebatte kurz Bezug nehmen. Ich glaube, in den Langfristszenarien ist gesamtsystemisch unter Kosteneffizienzgesichtspunkten untersucht worden, welche Speicherbedarfe es gibt. Daraus entstand der Bedarf an 76 bis 80 TWh Wasserstoffspeichervolumen, um ein volkswirtschaftlich kostengünstiges Energiesystem im Rahmen der Energiewende aufbauen zu können.

Nun ist es so, dass wir aus dem Bestand an Gasspeicherkapazitäten heraus 32 TWh an Speicherfähigkeit bereitstellen werden können, sodass es darüber hinaus auch schon sehr bald einen Neubau braucht.

Damit komme ich zu den Entwicklungsdauern, denn das haben wir als Verband untersucht und geschaut, wie viel Zeit es braucht, solche Speicher zu entwickeln. Es lässt sich sagen, dass eine Umstellung eines bestehenden Gasspeichers auf Wasserstoff

etwa sechseinhalb bis neun Jahre dauern wird, und der Neubau sogar teilweise bei über zehn Jahren liegen kann.

Das bringt tatsächlich einige Herausforderungen mit sich. Denn was wir nicht vergessen dürfen, ist, dass die Gasversorgungssituation derzeit immer noch angespannt und nicht vollständig wiederhergestellt worden ist, was auch bedeutet, dass wir schauen müssen, wie viel Gasspeicherkapazitäten man über die Zeit hinweg aus dem System herausnehmen kann. Dann muss man auch die Entwicklungszeit, die es ja noch braucht, bis dieser Speicher dem Wasserstoff zur Verfügung steht, betrachten.

Um es konkret zu machen: Wenn man sich das Zieljahr 2035 in den Blick nimmt, dann sagen die Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums, wir brauchen zwischen 14 und 17 TWh Wasserstoffspeicherkapazität. Unsere Berechnungen und Modulierungen ergeben aber, dass wir aus dem Bestand an Gasspeichern heraus nur 7 TWh davon werden decken können. Das heißt, wir werden nicht nur lang-, sondern auch schon kurzfristig einen Mix zwischen Umstellung und Neubau brauchen. Wenn es über zehn Jahre teilweise dauert, dann merken wir sehr schnell, dass wir selbst für dieses Jahr 2035 tatsächlich schon sehr bald an Neubau denken werden müssen.

Bei dem zweiten Teil der Frage ging es um die Investitionstätigkeit. Da gibt es derzeit zwei Projekte mit einer FID. Das heißt, die aktuelle Investitionstätigkeit, die über FIDs abgesichert ist, ist bei Weitem nicht ausreichend, um tatsächlich diesen Wasserstoffspeicherbedarf zu decken. Das liegt natürlich am Ende des Tages an der großen Unsicherheit, die mit der Marktreife des Wasserstoffes verbunden ist. Denn letztlich ist es ein unausgereifter, fast noch nicht existenter Markt, der nicht ausreichend belastbare Investitionssignale liefert.

Insofern möchte ich mich da dem Vorschlag vom BDEW anschließen. Das scheint derzeit nicht nur zwischen BDEW und INES, sondern auch bei Weitem im Bereich der Entscheidungsträger mittlerweile Konsens zu sein. Differenzverträge zu nutzen und auf den Bereich der Wasserstoffspeicher zu übertragen, ist sicherlich ein geeignetes Instrument.

Auch das MWIKE NRW hat Anfang dieses Jahres einen sehr erfolgreichen Prozess unter der Führung des zuständigen Referatsleiters Herrn Iven geführt und ist auch zu ähnlichen Empfehlungen gelangt. Auch das Bundeswirtschaftsministerium hat jüngst eine Studie beauftragt und veröffentlicht, die ebenfalls klar zu der Empfehlung zur Nutzung der Differenzverträge kommt. Insofern kann ich mich da der Meinung von Herrn Gassner gerne anschließen.

Robert Jungnischke (Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit): Die Frage war: Kann dieses diskutierte Projekt die Netzausbaukosten reduzieren? Meine Antwort: Wir sind jetzt mitten im Netzausbau. Das heißt, die großen Projekte, vor allen Dingen die Projekte, die den Windstrom aus dem Norden in den Süden bringen sollen, sind entweder im Bau oder kurz vor dem Start. Sie sollen aber alle bis 2040 fertig sein. Wir reden hier von fünf großen Projekten. Bei dem Speicher sprechen wir von 2050. Das heißt, diese ganzen Netzausbaugeschichten, die jetzt viel Geld kosten, sind dann schon längst Geschichte.

Inwiefern der Speicher, der ja gar nicht so groß sein wird, dann für die lokale Versorgungssicherheit eine Rolle spielen kann? – Meiner Meinung nach ist es mangels Planbarkeit eine geringe Rolle. Insofern, um die Frage zu beantworten, gibt es keinen Einsparungseffekt durch dieses Pumpspeicherprojekt.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Dann starten wir in die fünfte Fragerunde. – Herr Stinka.

André Stinka (SPD): Unsere fünfte Frage geht wiederum an Horst Schmidt-Böcking. Ich will noch einmal darauf hinweisen, dass wir in unserem Antrag über eine Machbarkeitsstudie sprechen, die für uns eine wichtige Grundlage für eine fundierte wissenschaftliche Basis, auf der man solche Themen diskutieren kann, ist.

Deswegen konkret die Frage: Wieso braucht es diese Machbarkeitsstudie, und was wären die nächsten Schritte?

Dr. Christian Untrierer (CDU): Ich würde gern Herrn Gassner noch mal fragen. Es gibt ja die Energiespeicherstrategie der Landesregierung, die schon angekündigt ist. Jetzt würde ich aber fragen: Was sind Ihre Wünsche? Was soll in die Energiespeicherstrategie der Landesregierung aufgenommen werden?

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Unsere nächste Frage richtet sich an Professor Schmidt-Böcking und betrifft zwei Aspekte. Aus der Stellungnahme und auch aus den Äußerungen der RWE Power AG geht ja hervor, dass diese auf die Idee eher skeptisch blicken. Vor dem Hintergrund, dass die Tagebaue in RWE-Besitz sind, wäre hier die Frage, welche Lösungsoptionen Sie aus Ihrer Sicht dafür sehen.

Im Zusammenhang damit gibt es die Äußerung in der Stellungnahme von RWE, die keine Zustimmung oder Begeisterung bei den Anrainerkommunen für die Projektidee sieht. Da würde uns interessieren, wie Ihre Wahrnehmung der Stimmungslage bei den Anrainerkommunen für das Projekt des Stromspeichersees ist.

Dietmar Brockes (FDP): Ich würde die Frage auch aufgreifen wollen, die Herr Dr. Untrierer gerade an Herrn Gassner gestellt hat, jetzt aber an Herrn Heinermann richten. Also: Welche Erwartungen haben Sie an das Energiespeicherkonzept der Landesregierung?

Prof. Dr. Daniel Zerbin (AfD): Meine Frage geht wieder an Herrn Jungnischke von der Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit e.V. Der Nettostromverbrauch in Deutschland beträgt in normalen Jahren 500 TWh. Der Begriff „Nettostromverbrauch“ bezeichnet die vom Verbraucher genutzte elektrische Arbeit nach Abzug des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Übertragung bzw. Netzverluste.

Der Verbrauch soll 2030 bei 600 bis 750 TWh liegen, 2050 sogar bei 1.800 TWh und mehr. Die Gesamtspeicherkapazität im Tagebau soll 500 TWh gesamt sein. Wie viel

Speicher bräuchten wir im Hinblick auf eine einwöchige Dunkelflaute? Das wäre meine Frage.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Danke für die Fragen. Wir beginnen auch diese Runde mit Herrn Professor Dr. Schmidt-Böcking. Sie können sehr gerne direkt wieder auf beide gestellten Fragen eingehen, also die von Herrn Stinka zur Machbarkeitsstudie und die Fragen von Herrn Röls-Leitmann im Nachgang.

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking (Goethe-Universität Frankfurt): Es ist einfach Tatsache, dass im Moment durch die vielen großen Schwankungen im Jahr auch 200 bis 300 Tage eine Menge Energie – Photovoltaik und Windenergie – nicht genutzt werden kann. Ich glaube, da sind wir alle der gleichen Meinung, dass man da einen Großteil durch Speicher retten kann.

Wie ist die Situation weltweit? 90 % aller elektrischer Energiespeicher zurzeit sind Wasserpumpspeicherwerke. Das hat einen Grund. Die Technologie ist ausgereift, sie ist vor allen Dingen preiswert. Sie schafft die niedrigsten Kosten. Aus diesen Gründen ist es überlegenswert, vor allen Dingen hier unter den idealen Bedingungen in Ham-bach, diesen Aspekt genau untersuchen zu lassen. Wenn ich die Vergleichszahlen nehme: Sie bauen zum Beispiel in Neurath jetzt einen Lithium-Ionenspeicher. 235 MWh Speicherkapazität. Das ist winzig klein. Damit kann man gerade so eine kleine 20.000-Einwohner-Stadt versorgen, aber nicht Nordrhein-Westfalen. Das kostet irgendwas um 140 Millionen Euro, und wenn ich das umlege, dann sind die Kosten im Vergleich zu Wasserpumpspeicherwerken oder zu Goldisthal um Faktoren teurer.

Dazu wurde hier keine Stellung bezogen. Das kann ich jetzt auch im Einzelnen nicht machen. Aber um genau die Gründe für diese Differenzen herauszufinden, braucht man ein unabhängiges Expertengutachten von Leuten, die sich da genauer auskennen und auch keine eigenen Lobbyinteressen haben. Ein solches Gutachten bei dieser ganzen wichtigen Frage, die für Generationen wichtig ist, kostet vielleicht mehrere hunderttausend Euro. Das ist hervorragend eingesetztes Geld, weil man dann eine Grundlage hat, auf der man alle Aspekte, die hier auch geäußert wurden, untersuchen kann, wer recht hat.

Was haben wir im Moment an grüner Wasserstofftechnologie? Wir haben im Moment in Deutschland zwei 100-MW-Elektrolyseanlagen. Das soll ausgebaut werden auf 20. Aber auch 20 GW sind im Grunde genommen, um das Energiespeicherproblem nachher zu lösen, wenn wir 2040 unsere ganze Energieerzeugung auf weitere Windräder und Photovoltaik umgebaut haben, Peanuts. Das reicht bei Weitem nicht. Die Wasserstofftechnologie kann also nur funktionieren, wenn wir dieses Verbundspeichersystem haben.

Dazu hat auch Herr Heinermann nichts gesagt. Wir brauchen die Wasserstofftechnologie, aber Sie brauchen auch niedrige Kosten, und Sie brauchen Effizienzen, die erhöht werden. Wie gesagt, das ist alles offen.

An die Lithium-Ionen-Batterien stellen Sie große Erwartungen, aber mit den Zusatzkosten der Elektronik ... Ich habe das gerade gesagt, bei ihnen kostet die kWh zurzeit

600 Euro. Das sind die publizierten Daten. Sie wissen das besser, aber wenn ich diese Zahlen, die ich eben hatte, durcheinander dividiere, komme ich bei 600 Euro pro KWh heraus. Das erzeugt Stromkosten, die die Industrie nicht bezahlen kann, und sie wird irgendwann überlegen: Siedele ich hier im Rheinischen Revier an, oder siedele ich an der Nordsee an? Um das auf solide Basis zu stellen, verstehe ich überhaupt nicht, dass man bei einem reichen Land wie Nordrhein-Westfalen nicht den Willen aufbringt, für diese kleine Summe ein ganz verlässliches Expertengutachten zu erstellen. Ich verstehe nicht, warum RWE das mit allen hier dargestellten Argumenten verhindern will.

Ich meine, ich kann nur appellieren. Das ist eine wichtige Zukunftsfrage für alle Generationen. Sie haben die einmalige Chance, Speicher zu schaffen. Die Bauzeit nach Auskunft der Firma HOCHTIEF wäre nur fünf Jahre. Wenn Sie in zwei Jahren die Planung fertig hätten – was, wie ich hier gelernt habe, offensichtlich nicht geht –, dann wird das entsprechend länger dauern. Aber Sie könnten im Prinzip einen solchen Speicher schon 2031/32 in Betrieb nehmen.

Aber, wie gesagt, als Grundlage muss dazu einfach ein Expertengutachten vorhanden sein, damit man solide entscheiden kann, was möglich ist.

Jetzt habe ich eine Frage nicht beantwortet. Ich bin Naturwissenschaftler und habe im Prinzip nur die Technologie und die Dinge beurteilt. Wie die Menschen dazu stehen, das kann ich schlecht sagen. Das wissen Sie sehr viel besser, ob Sie das wollen oder nicht.

Irgendwo muss die Energiewende natürlich realisiert werden. Man kann nicht hoffen, dass sie nur beim Nachbarn realisiert wird. Diese Kompromisse muss die Politik finden.

Holger Gassner (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Landesgruppe Nordrhein-Westfalen): Es geht auf Weihnachten zu. Die Wunsch-dirwas-Frage. Ich glaube, es ist mehr eine Erwartungshaltung, was ich erwarte, was da drin ist. Die Landesregierung hat ja jüngst die Energie- und Wärmestrategie vorgelegt. Ich denke, die Speicherstrategie ist eine notwendige und wesentliche Ergänzung, weil das eine Säule ist, um den zukünftig noch stärker volatilen Energiemarkt zu gestalten, um entweder Spitzen auszugleichen, aber auch Versorgungssicherheit zu bieten, wenn es zum Beispiel Wasserstoffspeicher für zukünftige H₂-Kraftwerke oder aktuell Gaskraftwerke, die dann das Backup bieten, sind.

Das heißt, mein Wunsch oder auch die Erwartung wäre, dass dargestellt wird, dass in einem zukünftigen Energiesystem, gerade auch für Nordrhein-Westfalen mit Blick auf Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit, Speichertechnologien benötigt werden, und dies in allen möglichen Variationen – auf der Stromspeicherung, auf der Wärmespeicherung, auf der Speicherung von Molekülen –, und dass dies als Ergänzung zur vorgelegten Energie- und Wärmestrategie in der unbedingten Größenordnung passt.

Gleichzeitig würde ich mir dann wünschen, dass natürlich die politische Unterstützung bei der Flächenfindung und Flächenbereitstellung, wenn es um größere Projekte geht, und auch die politische Unterstützung zu den Themen, die wir teilweise vorhin schon

angesprochen hatten, vorhanden ist: also ein guter Regulierungsrahmen und eventuell am Anfang eine finanzielle Unterstützung, um entsprechende Projekte realisieren zu können.

Dann gilt es vielleicht auch, wie es in der Energie- und Wärmestrategie teilweise der Fall ist, in Richtung Bund und EU notwendige regulatorische Änderungen zumindest zu flankieren oder zu adressieren. Aus unserer Sicht ist hier zum Beispiel die Doppelbelastung über Netzentgelte vom eingespeicherten Strom, die es teilweise den Speichern relativ schwierig macht, wirtschaftlich betrieben zu werden, zu nennen. Genauso ist es auch in der Hochlaufphase, dass eingespeicherte grüne Elektronen oder Moleküle dann nicht grau sind, wenn sie entsprechend wieder ausgespeichert werden. Das sind Sachen, die zusätzlich als Einzelelemente noch helfen können, um den Speichern den Wert und auch die Wirtschaftlichkeit zu geben, die sie dringend für die Zukunft dieses Energiesystems benötigen.

Sebastian Heinermann (Initiative Energien Speichern [per Video zugeschaltet]): Welche Erwartungen gibt es an die Energiespeicherstrategie? Ich würde vielleicht eher von Empfehlungen sprechen und würde mich da auch ganz gerne den Worten von Herrn Gassner anschließen.

Zunächst einmal sehen wir ja, dass von Berlin derzeit eine Unsicherheit ausgeht angesichts der Neuwahlen. Insofern ist es sicherlich hilfreich, wenn ein CDU-geführtes Land wie Nordrhein-Westfalen in der Zwischenzeit wichtige und gute Impulse zur Orientierung, aber auch zur Vorbereitung in Form von Bundesgesetzgebung leistet. Das wäre eine Erwartungshaltung, die ich gerne adressieren wollen würde.

Ich glaube, es ist wichtig, dass die Energiespeicherstrategie die beiden Märkte, und da blicke ich vor allem auf den Strom- und auf den Wasserstoffmarkt, differenziert betrachtet. Denn das ist auch eine ganz wesentliche Frage, die man herausarbeiten muss, dass der Wasserstoffmarkt am Ende des Tages eine ganz andere Reife aufweist als der Strommarkt. Das heißt hier sicherlich auch, dass politische und regulatorische Intervention eine ganz andere Tiefe im Bereich des Wasserstoffmarktes haben, als es jetzt im Strommarkt vielleicht der Fall ist, wenn man im Grundsatz auf marktwirtschaftliche Mechanismen setzen möchte.

Für den Bereich der Wasserstoffspeicher kann ich wirklich nur empfehlen, den im Grundsatz gefundenen Konsens, so nehme ich zumindest viele Seiten wahr, der Differenzverträge wirklich sehr konkret in der Strategie aufzugreifen, weil es letztendlich jetzt dringend an der Zeit ist, dort zu Investitionen zu kommen, damit Dinge wie das Kraftwerksicherheitsgesetz und die damit verbundenen Wasserstoffkraftwerke oder auch andere Themen wie Elektrolyseproduktion, die aufgenommen werden muss etc., tatsächlich ineinandergreifen können und auch mit der Kernnetzplanung im Einklang stehen können. Das hat wirklich eine Dringlichkeit, die meines Erachtens nicht mehr bis nach den nächsten Bundestagswahlen und Konstituierung der Bundesregierung warten kann. Insofern glaube ich, dass es hier wichtige Impulse von Nordrhein-Westfalen geben kann. Das würde ich mir wünschen.

Robert Jungnischke (Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit): Ich wurde gefragt, wie viele Speicher wir bräuchten, um eben eine Woche Dunkelflaute zu kompensieren. Das wären beim heutigen Strombedarf 21, beim prognostizierten Strombedarf 2030 etwa 25 und bei dem prognostizierten Bedarf für 2050 immerhin 80 solcher Speicher. Ich möchte noch einmal betonen, dass es keine zuverlässigen Speicher sind, weil das Ausgangsmaterial, die Windenergie, eben nicht planbar ist.

Vorsitzender Robin Korte: Dann starten wir in die sechste und ziemlich sicher dann auch letzte Runde, in der wir noch mal Fragen stellen. Jede Fraktion hat die Gelegenheit, jetzt noch eine weitere Frage zu adressieren, wieder beginnend mit Herrn Stinka für die SPD.

André Stinka (SPD): Unsere Frage geht jetzt an RWE Power, an Herrn Kerlen. In Ihrer Stellungnahme haben Sie einige Vorschläge angeführt, wie die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zum Speicher verbessert werden können. Insbesondere haben Sie auch das Thema „Raumplanung“ angesprochen. Unsere Frage ist daher: Wenn Sie uns bitte ausführen würden, welche Hinweise Sie an die Landesregierung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen im Bereich der Raumplanung für das Thema Stromspeicher hätten.

Dr. Patricia Peill (CDU): Ich habe eine kurze, aber wichtige Frage an RWE. Würden Sie in dieses Projekt investieren?

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Unsere letzte Frage richtet sich ebenfalls an die RWE Power AG. Ihre Firma plant im Rheinischen Revier Wasserstoffkraftwerke, den Ausbau erneuerbarer Energien treiben Sie dort voran, Elektrolyseure sind geplant, Batteriespeicher und vieles mehr. All diese Projekte brauchen ja Netzkapazitäten, leben teilweise auch von untertägigen Strompreisschwankungen. Deswegen die Bitte um eine Einordnung inwieweit ein Speichersee hier direkt mit Ihren eigenen Planungen oder bereits getroffenen Investitionsentscheidungen konkurrieren würde. Vielleicht können Sie das mit Ihren bereits feststehenden energiewirtschaftlichen Investitionen im Rheinischen Revier in Bezug zueinander setzen.

Christian Loose (AfD): Ich würde meine letzte Frage an das EWI, Herrn Dr. Schnaars richten. Sie haben in Ihrer Stellungnahme geschrieben, dass der Pumpspeicher im Grunde der Speicher mit den geringsten LCOS ist, also den geringsten langfristigen Kosten von 5 bis 9 Cent. Dieser Pumpspeicher, sagen verschiedene andere Sachverständige wie RWE, kann aus statischen Gründen etc. nicht gebaut werden. Verstehe ich das dann richtig, dass alle anderen Speicherarten, die dann zur Verfügung stehen, noch teurer sind?

Jörg Kerlen (RWE Power): Ich versuche mich ein bisschen an den Fragen entlangzuhangeln. Gestatten Sie mir, dass ich das eine oder andere noch am Rande streife.

Herr Stinka, Sie hatten mich nach der Verbesserung der raumplanerischen Voraussetzungen für Speicher gefragt. Wir haben in Nordrhein-Westfalen sehr viele Altflächen, Kraftwerksflächen. Diese Kraftwerksflächen sind überwiegend der Energieerzeugung gewidmet, beinhalten aber nicht explizit auch die Energiespeicherung. Hier Erleichterungen zu schaffen, dass diese Flächen umgewidmet werden können, zum Beispiel durch einen Planungsgrundsatz, dass man sagen kann, grundsätzlich sollen solche alten ehemaligen oder immer noch betriebenen Kraftwerksstandorte auch als Nutzung zur Energiespeicherung zulässig sein, würde Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich beschleunigen.

Ich kann hier das Beispiel am Kraftwerkstandort Voerde benennen, wo wir die Energiespeicherung explizit bislang nicht planerisch ausgewiesen haben. Wenn das erleichtert würde, so als Grundsatz in der Planung, würden sich auch lokale Entscheidungsträger dort deutlich leichter tun, das auszuweisen.

Eine grundsätzliche Beschleunigung zur Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren durch Hervorhebung der energiepolitischen Notwendigkeit bzw. Priorisierung würde da natürlich auch helfen.

Herr Heinermann hat das Thema Wasser und Wasserstoffspeicher angesprochen. Bei der Umsetzung des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes, was ja im Entwurf in der parlamentarischen Beratung ist, zu helfen bzw. bei den bergrechtlichen Voraussetzungen anzusetzen, wäre, was das Thema Wasserstoffspeicher angeht, sehr hilfreich. Das sind nur nicht alle Dinge, die das Land unmittelbar tun kann, aber die das Land beispielsweise auf Bundesebene nach der Bundestagswahl anstoßen könnte, diese beschleunigt anzugehen. Denn ich denke, die Notwendigkeit der Erhöhung der Speicherkapazitäten in aller Breite der Technologien, die wir heute kennengelernt haben, ist dringend notwendig.

Herr Untrieser und Frau Dr. Peill, Sie hatten mich gefragt: Würden wir in das Projekt investieren? Unter den heutigen Rahmenbedingungen: Nein.

Natürlich ist die Marktentwicklung sehr dynamisch. Einem Speicherprojekt mit Kugeln oder wie auch immer, was möglicherweise auch nachträglich in den See eingebracht werden soll, wollen wir uns ja grundsätzlich gar nicht verschließen. Zum heutigen Zeitpunkt würden wir aber unter dem bisherigen vorliegenden Kenntnisstand, was wir gebirgsmechanisch und hydrologisch haben, was wir ökologisch und auch aufgrund der planerischen Voraussetzungen und der Zeithorizonte sehen, sagen: Nein. In ein solches Projekt würden wir nicht investieren.

Deswegen haben wir uns auch in unserer Stellungnahme sehr kritisch bzw. ablehnend zu dem Projektvorschlag geäußert. Was das Thema „Machbarkeitsstudie“ angeht: Es gab ja bereits eine Untersuchung, die vom Wirtschaftsministeriums – ich vermute, Herr Iven, Sie haben das mitbetreut – in Auftrag gegeben wurde bei Tractebel Engie und dem Büro GTB im Aachen, über 169 Seiten, die sich sehr ausführlich mit der Frage von energetischer Nutzung der Tagebaurestlöcher auseinandergesetzt haben und zu dem Ergebnis kamen, dass es dort erhebliche gebirgsmechanische Untersuchungsbedarfe oder sogar Herausforderungen bei der Umsetzung gäbe, und dass man mit Investitionskosten jenseits der 2.000 Euro pro KW Leistung rechnen müsse.

Wenn man den Anwendungsbereich von Pumpspeichern sieht, der ja eher in der un-
tertägigen Speicherung liegt – zumindest bei den Speichermöglichkeiten, die wir hier
in Mitteleuropa haben –, dann stehen diese Speichertechnologien in unmittelbarer
Konkurrenz zu Batteriespeichern.

Wir haben andere Anwendungsbereiche. Herr Müller, Sie haben es gerade dargelegt,
dass wir kleine Heimspeicher haben, um möglicherweise den Tagesbedarf für den
Haushalt wegzuspeichern, wo man Überschüsse nutzen könnte. Bei den Batteriespei-
chern liegen wir derzeit nach dem Verfall der Speichermodule bei Investitionskosten
von 600 Euro pro KW. Dann ist der fertig. Wenn man das jetzt vergleicht, 600 Euro/KW
zu 2.000 Euro/KW, dann ist relativ klar, wo die Prioritäten liegen. Von daher stellt sich
auch die Frage nach der Konkurrenz zu den betrieblichen Planungen gar nicht, weil
wir sehen, dass sich diese Stromspeicherungen auf anderem Wege viel preisgünstiger
verwirklichen lassen.

Natürlich gucken wir uns immer an, welche Netzkapazitäten im Rheinischen Revier
zur Verfügung stehen. Wir haben vor, wasserstofffähige Gaskraftwerke zu errichten.
Wir werden die erneuerbaren Energien ausbauen, insbesondere auf eigenen Flächen.
Unsere Planungen gehen dahin, bis zu 500 MW bis 2030 auf den verschiedensten
Flächen auszubauen. Das schließt unter anderem die Nutzung von Tagebaurändern
mit ein, die zur Sonne hingeneigt sind, wo wir große PV-Anlagen errichten wollen.
Diese PV-Anlagen haben, bis das Wasser kommt, eine Nutzungsdauer von 20 Jahren,
also ungefähr genau einen Zyklus. Den Strom speichern wir dann auch selbst vor Ort,
nämlich mit Batterien, die wir dazu parallel im großen Maßstab planen, sodass das
genutzt werden kann. Wir sehen da keine Konkurrenz zur Netzkapazität.

Vielleicht noch eine Sache, die hier zu ergänzen ist. Auch im Rheinischen Revier kom-
men in den 2030er Jahren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen von
der Nordsee an, sodass es dann auch Sinn machen würde, dort großskalige Batterie-
speicher einzurichten, um den Windstrom zu speichern, der aus dem Norden kommt,
wenn man die Anlagen nämlich direkt neben das Leitungsende stellt. Das vielleicht
noch als Ergänzung, ich hoffe, ich habe die Fragen alle beantwortet.

Dr. Philip Schnaars (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln):
Sie hatten die Angabe aus meiner Stellungnahme 5,9 US-Cent für bestehende Pump-
speicherkraftwerke angesprochen. Das dürfte angesichts der Zahlen, die Herr Kerlen
auch gerade für das hier diskutierte Projekt vorgetragen hat, deutlich höher liegen. Ich
glaube, eine konkrete Bewertung wäre meines Erachtens auch Teil einer solchen
Machbarkeitsstudie, die heute auch diskutiert wurde. Aber wie gesagt, zu konkreten
Investitionen oder Speicherkosten pro kWh trifft der vorliegende Antrag und das Kon-
zept keine expliziten Angaben.

Das heißt auch, Herr Kerlen hat es gerade schon angesprochen, dass hauptsächlich
Batteriespeicher, die mit diesem Pumpspeichersee auf dem Strommarkt und im
Stromsystem konkurrieren, zum heutigen Zeitpunkt deutlich günstiger sind.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Wir hätten noch vier Minuten Zeit. Hat irgendeine
Fraktion noch eine ganz dringliche Nachfrage? Sonst würde ich an der Stelle wie

angekündigt die Anhörung beenden und bedanke mich ganz herzlich bei allen Sachverständigen für die Teilnahme, auch für die sehr umfangreichen Stellungnahmen, die Sie uns zur Verfügung gestellt haben.

Damit beende ich die heutige Sitzung. Die nächste Sitzung unseres Ausschusses findet dann als reguläre Arbeitssitzung am 11. Dezember statt.

gez. Dr. Robin Korte
Vorsitzender

Anlage

17.01.2025/17.01.2025

Anhörung von Sachverständigen
des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie

**Sichere Energie und günstiger Strom durch einen
innovativen Stromspeichersee**

Antrag der Fraktion der SPD, Drucksache 18/9730

am Dienstag, dem 26. November 2024
14.00 bis 16.00 Uhr, E3 D01, Livestream

Tableau

eingeladen	Teilnehmer/innen	Stellung- nahme
RWE Power AG Jörg Kerlen	Jörg Kerlen Jiri Hlavka	18/2113
Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking Universität Frankfurt Institut für Kernphysik	Prof. Dr. Horst Schmidt- Böcking	18/2055
Dipl.-Ing. Matthias Feldmann Tractebel Hydroprojekt GmbH	Keine Teilnahme	---
Dr. Philip Schnaars Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH	Dr. Philip Schnaars	18/2099
Simon Müller Direktor Deutschland Agora Energiewende	Simon Müller <i>per Videozuschaltung</i>	18/2141
BDEW - Landesgruppe NRW Geschäftsführer Holger Gassner	Holger Gassner	18/2114
INES Initiative Energien Speichern e.V. Geschäftsführer Sebastian Heinermann	Sebastian Heinermann <i>per Videozuschaltung</i>	18/2115

eingeladen	Teilnehmer/innen	Stellung- nahme
Gesellschaft für Fortschritt in Freiheit e.V. Robert Jungnischke Köln	Robert Jungnischke	18/2116